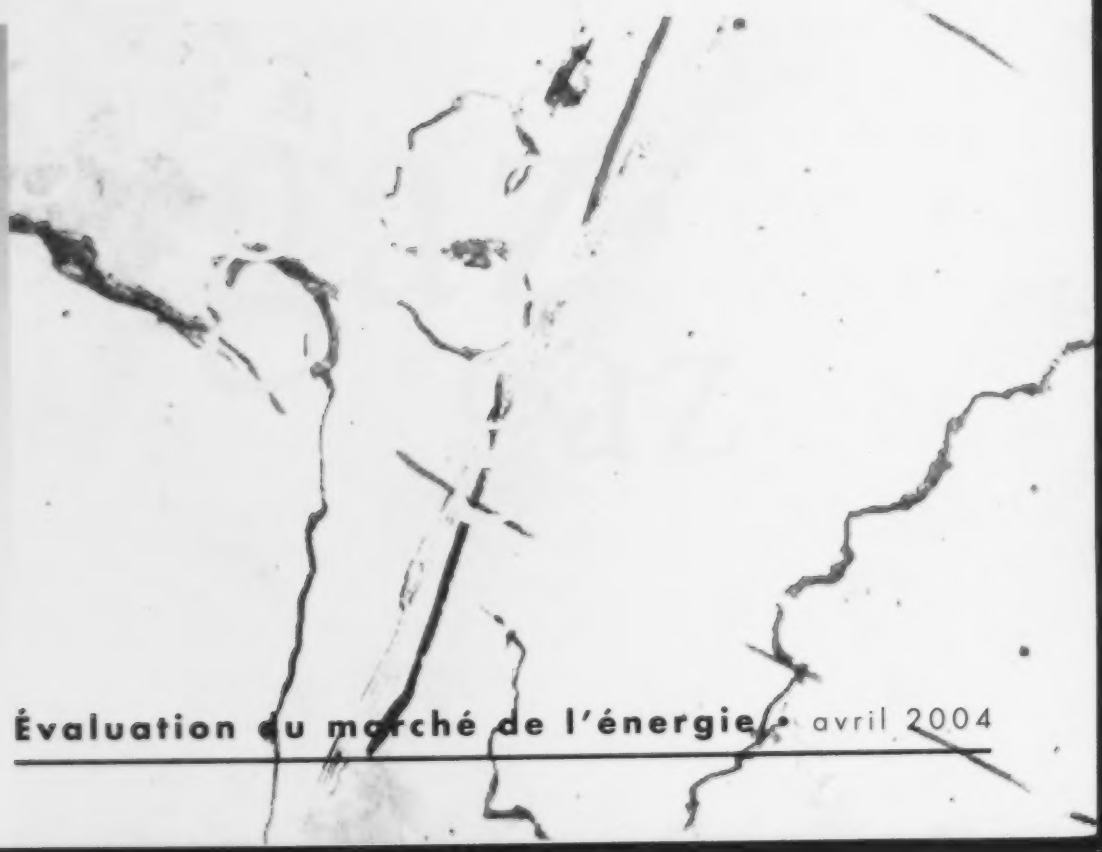
Office national de l'énergie

National Energy Board

Le marché du **gaz naturel** de la Colombie-Britannique

Vue d'ensemble *et* **é**valuation



Évaluation du marché de l'énergie • avril 2004

104-04466/

Office national de l'énergie

National Energy Board

Le marché du **gaz naturel** de la Colombie-Britannique

Vue d'ensemble *et* **é**valuation

Évaluation du marché de l'énergie • avril 2004

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2004

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2004

N° de cat. NE23-117/2004F
ISBN 0-662-76737-3

Cat. No. NE23-117/2004E
ISBN 0-662-36978-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

This report is published separately in both official languages.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures ii

Liste des acronymes, des unités de mesure et des facteurs de conversion iii

Avant-propos v

Résumé vi

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Les marchés du gaz naturel de la Colombie-Britannique 2
- 2.1 Le réseau de distribution du gaz naturel en Colombie-Britannique 2
- 2.2 Les marchés intérieurs du gaz naturel de la Colombie-Britannique 3
- 2.3 Le marché du gaz naturel dans le Nord-Ouest américain 9

Chapitre 3 : Transport et stockage du gaz naturel 11
- 3.1 Le réseau de Westcoast 11
- 3.2 Gazoduc Alliance 14
- 3.3 Les gazoducs transfrontaliers en direction de l'Alberta 15
- 3.4 Tendances du transport du gaz produit dans le nord-est de la Colombie-Britannique 16
- 3.5 Stockage et capacité de pointe en Colombie-Britannique 18
- 3.6 Le projet de pipeline Georgia Strait Crossing 19

Chapitre 4 : Les prix du gaz naturel 20
- 4.1 La formation des prix sur le marché du gaz naturel 20
- 4.2 Historique des prix du gaz naturel en Colombie-Britannique 21
- 4.3 Le prix de détail du gaz naturel 24
- 4.4 Gérer la volatilité des prix du gaz naturel 25

Chapitre 5 : Offre de gaz naturel 27
- 5.1 Les ressources de gaz naturel en Colombie-Britannique 27
- 5.2 Les activités de prospection et d'exploitation dans le nord-est de la C.-B. 28
- 5.3 La stratégie pétrolière et gazière de la Colombie-Britannique 31

Annexe un : Liste des organismes consultés 34

Glossaire 35

FIGURES

2.1	Les marchés régionaux du gaz naturel de C.-B. et du Nord-Ouest américain	3
2.2	Utilisation finale annuelle du gaz naturel en C.-B.	4
2.3	Comparaison entre le Canada et Vancouver quant aux degrés-jours	5
2.4	Comparaison du produit intérieur brut et de la demande de gaz naturel industriel en C.-B.	6
2.5	Volume des exportations de gaz naturel à Huntingdon (C.-B.)	9
3.1	Réseaux de transport du gaz naturel en Colombie-Britannique	12
3.2	Arrivages de C.-B. sur le gazoduc Alliance	15
3.3	Gazoducs transfrontaliers du nord-est de la C.-B. construits en direction de l'Alberta depuis 1999	16
3.4	Gaz naturel commercialisable acheminé du nord-est de la C.-B. jusqu'en Alberta	17
3.5	Répartition du gaz commercialisable issu du nord-est de la Colombie-Britannique	17
4.1	Comparaison des prix moyens annuels du gaz naturel : Sumas/Huntingdon, station 2 et AECO-C	22
4.2	Comparaison des prix du disponible : Sumas/Huntingdon, station 2, AECO-C et NYMEX	22
4.3	Comparaison des prix du disponible : Sumas/Huntingdon, Malin et AECO-C	23
4.4	Comparaison des prix du disponible : Sumas/Huntingdon, station 2 et AECO-C	24
4.5	Écart entre les prix : station 2 (en excluant AECO-C)	24
4.6	Composantes du prix du gaz naturel payé par les résidents (Lower Mainland) – Terasen Gas Inc.	25
5.1	Bassins de gaz naturel de la Colombie-Britannique	28
5.2	Production de gaz naturel commercialisable et forage de puits en C.-B.	29
5.3	Semelles en bois sur un lieu de forage et accès routier dans le nord-est de la C.-B.	30
5.4	Recettes provinciales provenant du pétrole et du gaz naturel de la C.-B.	33

ACRONYMES

BCUC	British Columbia Utilities Commission
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
couloir I-5	couloir de l'autoroute interétatique 5 (É.-U.)
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
EnCana	EnCana Corporation
Enron	Enron Corporation
É.-U.	États-Unis
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (É.-U.)
GNL	gaz naturel liquéfié
GSC	gazoduc Southern Crossing
GSX	projet de pipeline Georgia Strait Crossing
GTN	Gas Transmission Northwest Corporation
ICE	Intercontinental Exchange
MGH	méthane des gisements houillers
NGX	Natural Gas Exchange
NYMEX	New York Mercantile Exchange
ONÉ ou Office	Office national de l'énergie
PNG	Pacific Northern Gas Ltd.
province	province de la Colombie-Britannique
SDL	société de distribution locale
TCPL Alberta	réseau de TransCanada PipeLines en Alberta
Terasen	Terasen Gas Inc.

VIGP	Vancouver Island Generation Project
Westcoast	Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale de Duke Energy Gas Transmission Canada
ZGM-K	zone de gestion Muskwa-Kechika

UNITÉS DE MESURE

10^3pi^3	=	millier de pieds cubes
10^6pi^3	=	million de pieds cubes
10^6pi^3/j	=	million de pieds cubes par jour
10^9pi^3	=	milliard de pieds cubes
10^9pi^3/j	=	milliard de pieds cubes par jour
10^{12}pi^3	=	billion de pieds cubes
GJ	=	gigajoule
m^3	=	mètre cube
m^3/j	=	mètre cube par jour
MW	=	mégawatt

FACTEURS DE CONVERSION

mètre cube	=	35,3 pieds cubes
gigajoule	=	0,95 millier de pieds cubes de gaz naturel à 1 000 Btu/pied cube
hectare	=	2,47 acres
kilomètre	=	0,62 mille

AVANT-PROPOS

En vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, qui définit son mandat, l'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) surveille en permanence l'offre de tous les produits énergétiques au Canada (électricité, pétrole, gaz naturel, liquides de gaz naturel) ainsi que la demande canadienne de ces mêmes produits, aussi bien sur le marché intérieur que sur les marchés d'exportation. L'Office publie des rapports sur l'énergie, sous le titre de *Évaluation du marché de l'énergie* (ÉMÉ), dans lesquels sont examinées toutes les facettes du marché canadien de l'énergie. Ces rapports comportent à la fois des évaluations à long terme de l'offre et de la demande canadiennes et des comptes rendus plus spécifiques portant sur les problèmes actuels ou à court terme du marché de l'énergie.

En plus du mandat de surveiller les marchés canadiens de l'énergie, l'Office a également celui, plus particulier, d'assumer des responsabilités de surveillance en matière de réglementation. Ainsi, il lui est enjoint de surveiller les marchés canadiens de l'énergie afin que ceux-ci fonctionnent de façon à ce que les besoins canadiens en énergie soient satisfaits à des prix équitables.

L'ÉMÉ intitulée *Le marché du gaz naturel de la Colombie-Britannique : Aperçu et évaluation* porte sur le fonctionnement actuel du marché du gaz naturel en Colombie-Britannique (C.-B.) et fournit un aperçu des problèmes qui se posent dans ce marché. Le but de ce rapport est de faire avancer la compréhension du marché du gaz naturel de la C.-B. et de favoriser une prise de conscience plus grande de ce qui se passe sur les marchés du gaz naturel au Canada.

Durant la préparation de ce rapport, une série de rencontres et de discussions ont eu lieu, qui regroupaient un échantillon représentatif d'intervenants de l'industrie du gaz naturel, à savoir des producteurs, des courtiers, des sociétés de gazoducs, des sociétés de distribution locale, des consommateurs, des associations de l'industrie et des organismes gouvernementaux. L'Office a apprécié les commentaires et les renseignements qui lui ont été communiqués.

Résumé

Le marché du gaz naturel de la Colombie-Britannique a connu un certain nombre de difficultés depuis quelques années, parmi lesquelles on peut mentionner la montée des prix, avec certains sommets, et une plus grande volatilité. De nouveaux projets d'exploration et de mise en valeur ont été annoncés pour le nord-est de la Colombie-Britannique. On a élaboré de nouveaux projets de gazoducs pour acheminer le gaz du nord-est de la C.-B. vers les marchés de l'Est, en direction opposée aux marchés intérieurs et d'exportation traditionnels de la côte ouest, en C.-B. et dans le Nord-Ouest américain. Les consommateurs, spécialement les industries, sont en train de prendre des mesures pour réduire la consommation de gaz naturel et envisagent même des combustibles de remplacement. Le marché fonctionne-t-il comme il le devrait? C'est là la question que se posent certains acteurs du marché et certains consommateurs.

Constatations

L'Office est d'avis que, malgré certaines difficultés, le marché du gaz naturel de la Colombie-Britannique est en bonne santé. Il constate que :

- les prix du gaz naturel en C.-B. sont maintenant intégrés au marché nord-américain;
- il y a eu un important mouvement ascendant dans les prix du gaz naturel partout en Amérique du Nord, y compris la C.-B.;
- les consommateurs de la C.-B. ont réagi à la hausse des prix en réduisant leur demande;
- les producteurs de la C.-B. ont réagi, quant à eux, à la hausse des prix en intensifiant l'exploration et en augmentant la production;
- le développement des transports a facilité l'acheminement du gaz de la C.-B. vers les marchés à l'est de la province;
- il est plus facile de connaître les prix grâce à de meilleures normes d'information et à un meilleur accès au système de commerce électronique aux points d'établissement des prix de la C.-B.;
- la volatilité des prix est assumée par les acteurs du marché;
- la petitesse du marché de la C.-B. et l'absence de stockage dans les régions du Lower Mainland limitent la liquidité du marché par rapport à d'autres centres importants, tel AECO-C en Alberta;
- d'une manière générale, le marché fonctionne bien, les consommateurs et les producteurs prenant les mesures qu'il faut dans le contexte de l'augmentation des prix du gaz naturel.

Discussion

Avant 1998, le marché du gaz de la C.-B. n'était pas entièrement relié au marché nord-américain. Depuis lors, le développement de l'infrastructure pipelinière, comprenant entre autres la construction du gazoduc Alliance entre le nord-est de la C.-B. et Chicago, a permis d'accroître le potentiel d'offre du gaz de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), sur les marchés nord-américains. Les prix du gaz en Alberta et en C.-B. ont monté, tandis que ceux de la station 2, d'AECO et de Sumas/Huntingdon s'alignaient plus étroitement sur les autres marchés d'Amérique du Nord.

Depuis l'année 2000, la dynamique des prix du gaz naturel en Amérique du Nord a changé radicalement. La croissance de la production tout au cours des années 1990 a ralenti, alors que les prix augmentaient partout sur le continent suite à une accélération de la demande. Au fur et à mesure que l'équilibre entre l'offre et la demande devenait plus serré, les prix du gaz devenaient plus instables.

Les consommateurs de Colombie-Britannique et du Nord-Ouest américain ont réagi aux prix plus élevés en réduisant leur demande. Après que le prix du gaz eut atteint un sommet en Californie pendant l'hiver 2000-2001, les consommateurs ont commencé à s'inquiéter des niveaux et de la volatilité des prix du gaz naturel. Les industries ont modifié leurs pratiques d'achat, changé de combustibles et amélioré l'efficacité énergétique. Les consommateurs ont réduit la consommation résidentielle en améliorant leurs habitudes de conservation d'énergie et en baissant leurs thermostats.

L'industrie de la prospection et de l'exploitation a répondu à l'augmentation des prix et aux mesures de réglementation incitative du gouvernement de la Colombie-Britannique en surenchérissant sur les ventes de terrains de la province et en intensifiant les activités de forage. En 2003, la production était passée de 54 $10^6 m^3/j$ (1,9 $10^9 pi^3/j$) en 1998 à 71 $10^6 m^3/j$ (2,5 $10^9 pi^3/j$), pendant que les revenus pétroliers et gaziers de la province passaient de 0,4 milliard de dollars en 1998 à plus de 2 milliards de dollars.

Le développement des transports en C.-B. a amélioré l'accès au marché pour la production de gaz de la province. De nouvelles installations comme la construction du gazoduc Alliance et de nombreux gazoduc transfrontaliers reliant le réseau de TransCanada PipeLines en Alberta (TCPL Alberta) ont favorisé l'acheminement du gaz vers les marchés de l'Est. Le développement de ces moyens de transport a procuré aux producteurs de la C.-B. d'autres options commerciales et a donné une nouvelle impulsion aux efforts accrus d'exploration dans le nord-est de la C.-B.

Des initiatives américaines de réglementation concernant la détermination des prix ont augmenté la transparence aux points américains d'établissement des prix, tel Sumas/Huntingdon. La mise sur pied d'un marché informatique du gaz à la station 2 sur le Natural Gaz Exchange (NGX) est en train de perfectionner le système de détermination des prix en cet endroit. Cependant, les prix à Sumas/Huntingdon restent sujets à des pointes à court terme, surtout pendant les demandes très élevées en hiver. Faute d'une grande capacité de stockage du gaz près du Lower Mainland, le marché de Sumas/Huntingdon n'a pas la même marge de manœuvre pour répondre à l'évolution rapide des conditions de la demande que d'autres marchés du gaz en Amérique du Nord. Les acteurs du marché se sont habitués à gérer la volatilité des prix par une surveillance accrue des marchés et par une révision des stratégies d'achat, ainsi que par des techniques de gestion de la demande et des substitutions momentanées de combustibles. Néanmoins, la liquidité du marché et, dès lors, la marge de manœuvre de la C.-B. sont limitées par la petitesse du marché régional du gaz.

Le marché du gaz de la C.-B. se distingue des autres marchés de la région par deux caractéristiques. La première de celles-ci est le manque d'entreposage pour répondre au marché dans le Lower Mainland. Avec la croissance prévue de la demande de production d'électricité au moyen de gaz et la

décroissance de la demande industrielle, la situation de la demande globale est devenue plus dépendante des conditions météorologiques. Des possibilités supplémentaires d'entreposage dans le Lower Mainland aideraient à la gestion des pointes de la demande et amélioreraient aussi le fonctionnement du marché du gaz à Sumas/Huntingdon.

La deuxième caractéristique, à la différence de ce qui se passe dans de nombreuses autres parties de l'Amérique du Nord, est l'existence d'occasions favorables à l'accroissement de l'offre en C.-B. Les estimations actuelles de l'ONÉ sur les ressources indiquent qu'il existe un potentiel d'augmentation de la production dans le nord-est de la province, et que la découverte de gaz naturel dans d'autres bassins de la C.-B. est possible. Le rythme d'exploitation des ressources gazières dépendra de plusieurs facteurs, parmi lesquels on peut mentionner la gestion des différents enjeux relatifs à l'environnement, à l'utilisation du sol et aux questions socio-économiques, ainsi que la façon dont on s'entendra avec les Premières nations.

INTRODUCTION

Depuis dix ans, le marché du gaz naturel en Colombie-Britannique a connu plusieurs changements en profondeur. De nombreuses explorations ont été annoncées dans le nord-est de la C.-B. La province a engagé des discussions autour de l'exploitation des gisements extracôtiers de pétrole et de gaz. De nouveaux gazoducs, comprenant le gazoduc Alliance et les gazoducs transfrontaliers qui se relient au réseau de TCPL Alberta, ont été construits pour acheminer vers le marché la production de gaz du nord-est de la C.-B. Le gazoduc Southern Crossing (GSC) a été achevé, ce qui permet à l'Alberta d'accéder au marché du Lower Mainland.

Déterminée par les secteurs de l'industrie et de la production d'électricité, la demande de gaz naturel en C.-B. a augmenté d'un tiers au cours des années 1990. Les exportations de gaz vers le Nord-Ouest américain ont plus que doublé durant cette période. Les producteurs ont répondu à la demande accrue en triplant le nombre de puits de gaz forés, augmentant ainsi la production de 67 % en dix ans. Cependant, ces dernières années, les consommateurs de la C.-B. ont réduit leur utilisation de gaz naturel, tandis que les exportations vers le Nord-Ouest américain via Huntingdon déclinaient. Les producteurs de gaz de la C.-B. ont cherché d'autres marchés pour y écouler une production croissante.

Toutefois, pour de nombreux citoyens de la province, c'est le prix du gaz naturel qui a constitué le changement le plus important. Ces cinq dernières années, les prix du gaz naturel ont presque triplé par rapport aux niveaux historiques enregistrés durant les années 1990. Par ailleurs, les prix du gaz sont devenus plus instables, des pointes brusques s'étant produites sur le marché de Sumas/Huntingdon.

À quoi attribuer ces changements sur le marché? Les marchés fonctionnent-ils correctement? Les consommateurs de la C.-B. sont devenus inquiets au sujet des répercussions des prix du gaz naturel plus élevés et imprévisibles sur les coûts du chauffage et de l'électricité dans leurs maisons et leurs entreprises ainsi que sur l'économie provinciale. Certains acteurs du marché se sont également montrés préoccupés par la transparence des prix et la liquidité du marché de la C.-B., en particulier à Sumas/Huntingdon.

Ce rapport expose une vue d'ensemble et une évaluation du marché du gaz en C.-B. La demande de gaz naturel sur les marchés de la C.-B. et du Nord-Ouest américain est étudiée dans le chapitre 2. Le chapitre 3 fait le point sur les développements et les problèmes récents en matière de transport. Le chapitre 4 présente une vue d'ensemble de l'établissement des prix à l'échelle régionale et considère l'évolution des prix du gaz naturel en C.-B. Enfin, dans le chapitre 5, on trouvera une discussion sur les faits nouveaux en matière d'offre avec une insistance sur le nord-est de la province. En passant en revue de façon complète les différents aspects du marché du gaz de la C.-B., cette ÉMÉ entend familiariser les lecteurs avec l'état actuel et le fonctionnement de ce marché régional au Canada.

LES MARCHÉS DU GAZ NATUREL DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE

Points saillants

- L'augmentation des prix du gaz naturel a influé sur la demande.
- La demande de gaz naturel est restée inchangée depuis l'année 2000; elle a connu une baisse en 2003.
- Les consommateurs du Lower Mainland ont réduit leur consommation domestique de gaz naturel.
- L'utilisation industrielle du gaz naturel de la C.-B. a décru ces deux dernières années.
- Les exportations de gaz naturel vers le Nord-Ouest américain via Huntingdon ont atteint leur plus haut niveau en 1998.
- La production d'électricité est un marché en croissance pour le gaz naturel dans le Nord-Ouest américain.

Ce chapitre porte surtout sur les tendances et les développements des marchés de la C.-B. et du Nord-Ouest américain qui reçoivent du gaz provenant du nord-est de la province. Le gaz en provenance du nord-est de la C.-B. peut également atteindre les marchés accessibles par l'Alberta, soit ceux de l'Alberta même, de l'Est du Canada, des États intérieurs des États-Unis et de la Californie. Le marché intérieur du gaz naturel de la C.-B. et le marché du Nord-Ouest américain, qui se concentrent le long du couloir de l'autoroute interétatique 5 (couloir I-5), sont les principaux débouchés traditionnels pour le gaz de la C.-B. transporté par Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale de Duke Energy Gas Transmission Canada (Westcoast). Une vue d'ensemble du réseau de distribution du gaz de la C.-B. va permettre de situer la discussion sur les tendances de la consommation dans ces marchés traditionnels, en particulier sur la réaction du consommateur aux prix plus élevés.

2.1 Le réseau de distribution du gaz naturel en Colombie-Britannique

Un seul gazoduc important raccorde le nord-est de la C.-B., seule région productrice de la province, avec le marché du Lower Mainland autour de Vancouver (figure 2.1). Propriété de Westcoast, cette canalisation à grande distance achemine le gaz aux marchés de l'intérieur de la C.-B. et du Lower Mainland, ainsi qu'à Huntingdon (C.-B.), d'où il est exporté sur les marchés du Nord-Ouest américain. Les exportations de gaz via Huntingdon approvisionnent matériellement les marchés côtiers le long du couloir I-5.

Le gaz est livré aux consommateurs de la C.-B., principalement par les deux grandes sociétés de distribution locale (SDL) de la province : Terasen Gas Inc. (Terasen) et Pacific Northern Gas Ltd. (PNG). Terasen assure les services de distribution de gaz aux consommateurs dans les régions les plus densément peuplées de la C.-B., comprenant le Lower Mainland, l'intérieur de la C.-B. (Prince George, Kamloops et la vallée de l'Okanagan) ainsi que l'est de l'île de Vancouver, de Campbell River jusqu'à Victoria. L'ouest de la partie centrale de la C.-B., autour de Prince Rupert et de Kitimat, est desservie par PNG, tandis que le nord-est de la province, y compris Fort St. John et Dawson Creek, se voit approvisionné par une filiale de PNG, à savoir Pacific Northern Gas (N.E.) Ltd.

2.2 Les marchés intérieurs du gaz naturel de la Colombie-Britannique

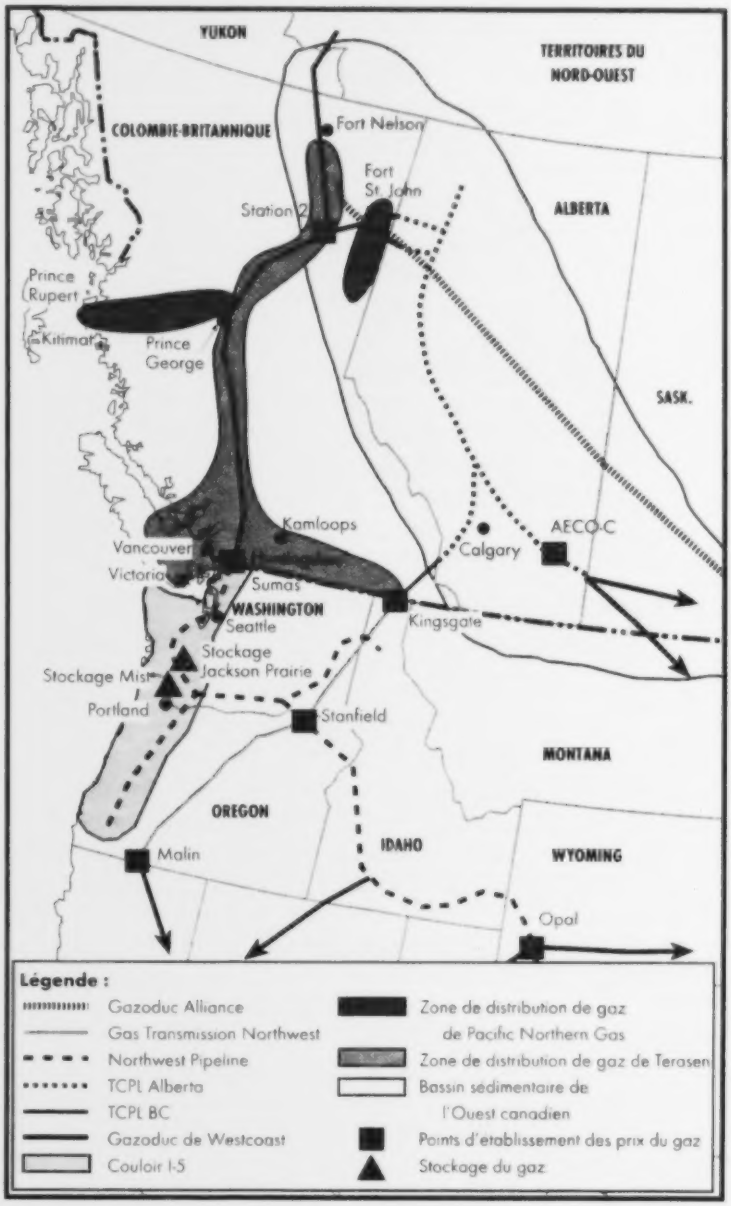
La Colombie-Britannique est la troisième province du Canada pour la consommation de gaz naturel. La consommation provinciale a augmenté régulièrement au cours des années 1990 pour atteindre 23 $10^6 m^3/j$ (820 $10^6 pi^3/j$) en l'an 2000. À partir de ce moment, lorsque les prix du gaz naturel se sont mis à augmenter rapidement, la demande de la C.-B., en général, a été stationnaire, puis fut suivie d'un déclin en 2003 (figure 2.2).

La demande industrielle est prépondérante dans la consommation de gaz en C.-B. En 1990, le gaz naturel consommé dans la province l'était pour moitié par les consommateurs résidentiels et commerciaux et, pour l'autre moitié, par les entreprises industrielles et les producteurs d'électricité. En 2003, la consommation de ces deux derniers secteurs avait atteint 58 % de toute la consommation de gaz, tandis que la consommation des secteurs résidentiel et commercial (principal) avait baissé à 42%.

L'industrie utilise le gaz naturel pour le chauffage et l'électricité dans les processus de fabrication et aussi comme matière première pour la fabrication de produits industriels. Les fabriques d'engrais (comme l'ammoniac) et de produits chimiques (comme le méthanol) sont des

FIGURE 2.1

Les marchés régionaux du gaz naturel de C.-B. et du Nord-Ouest américain



2.2 Les marchés intérieurs du gaz naturel de la Colombie-Britannique

La Colombie-Britannique est la troisième province du Canada pour la consommation de gaz naturel. La consommation provinciale a augmenté régulièrement au cours des années 1990 pour atteindre 23 10 m /j (820 10 pi /j) en l'an 2000. À partir de ce moment, lorsque les prix du gaz naturel se sont mis à augmenter rapidement, la demande de la C.-B., en général, a été stationnaire, puis fut suivie d'un déclin en 2003 (figure 2.2).

La demande industrielle est prépondérante dans la consommation de gaz en C.-B. En 1990, le gaz naturel consommé dans la province l'était pour moitié par les consommateurs résidentiels et commerciaux et, pour l'autre moitié, par les entreprises industrielles et les producteurs d'électricité. En 2003, la consommation de ces deux derniers secteurs avait atteint 58 % de toute la consommation de gaz, tandis que la consommation des secteurs résidentiel et commercial (principal) avait baissé à 42%.

L'industrie utilise le gaz naturel pour le chauffage et l'électricité dans les processus de fabrication et aussi comme matière première pour la fabrication de produits industriels. Les fabriques d'engrais (comme l'ammoniac) et de produits chimiques (comme le méthanol) sont des

Les marchés régionaux du gaz naturel de C.-B. et du Nord-Ouest américain

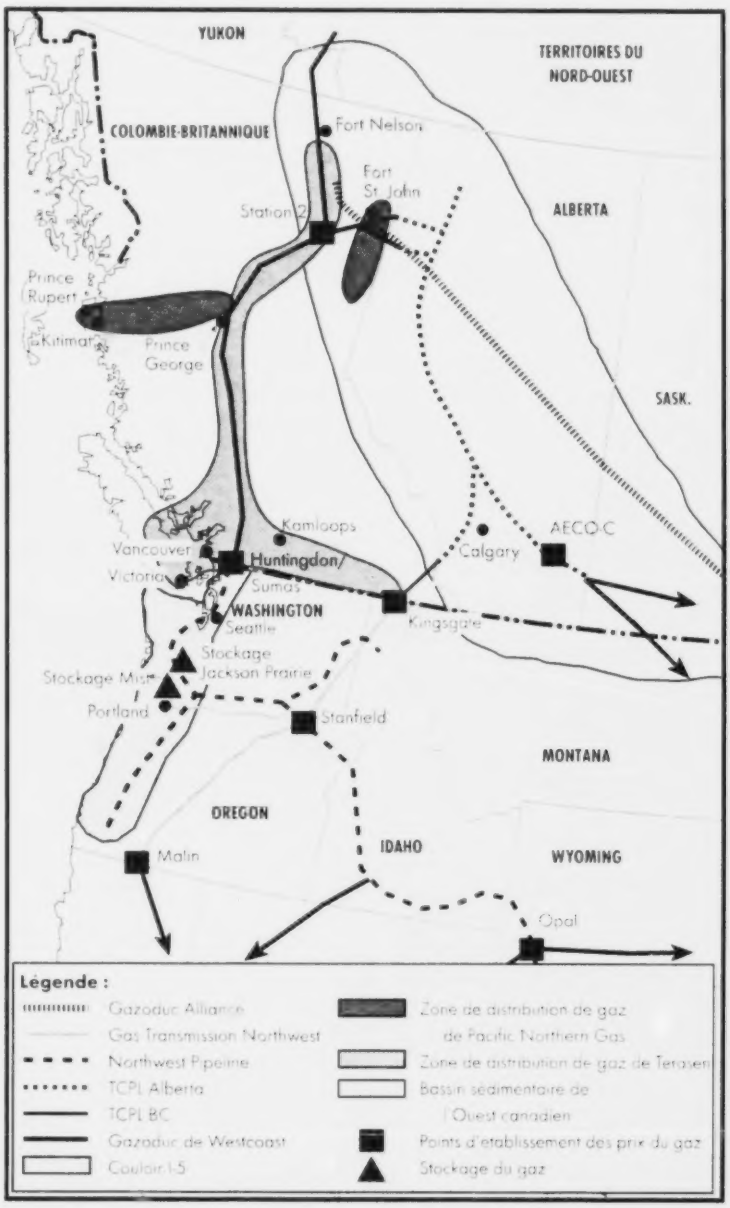
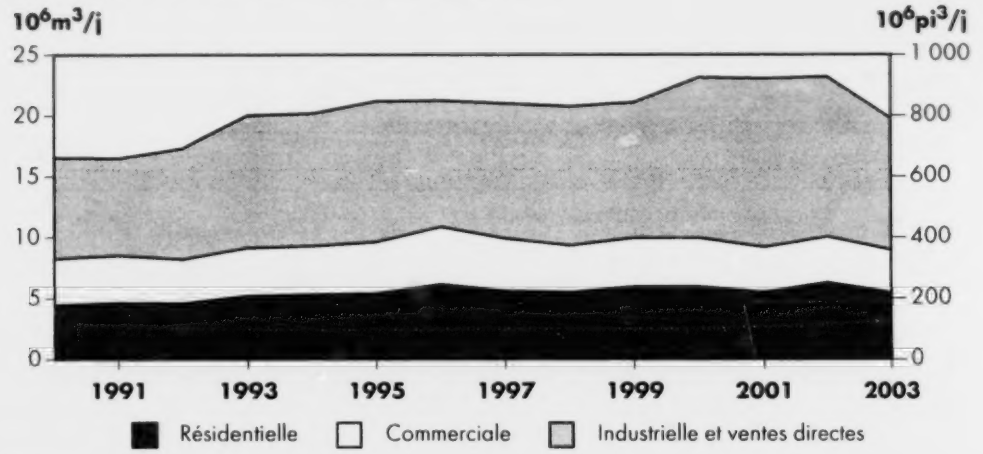


FIGURE 2.2

Utilisation finale annuelle du gaz naturel en C.-B.



Source : Statistique Canada

Nota : Les ventes directes s'ajoutent à la catégorie industrielle, parce que la plupart des ventes directes concernent les utilisateurs industriels et la production de l'électricité. Les ventes directes peuvent aussi comprendre de grands utilisateurs commerciaux (comme les hôpitaux, les écoles et les établissements postsecondaires).

exemples d'industries qui se servent du gaz naturel comme d'une source de matière première. Les consommateurs résidentiels et commerciaux utilisent surtout le gaz naturel pour le chauffage des locaux et les appareils électroménagers.

Les pointes de la demande peuvent se produire soit par l'arrivée d'un front froid de l'Arctique ou lorsque, sur la côte ouest, les conditions d'hydraulicité sont défavorables et réduisent la capacité de produire de l'hydroélectricité. Lorsque l'électricité produite par l'énergie hydraulique est limitée, l'électricité produite au moyen du gaz constitue un apport habituel.

Les marchés résidentiels et commerciaux

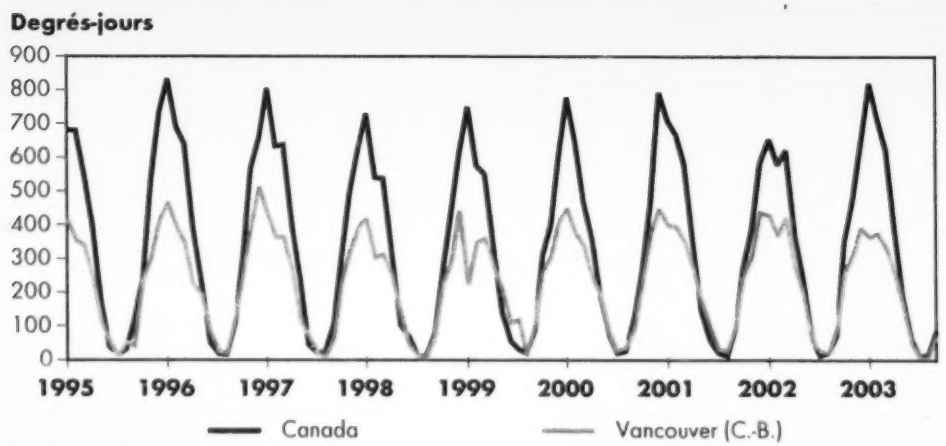
De 1990 à 2003, la consommation résidentielle a gardé sa part du marché du gaz de la Colombie-Britannique, mais celle de la consommation commerciale a diminué.

Le Lower Mainland, où le climat est un facteur déterminant de la demande, constitue le plus grand marché principal du gaz naturel de la C.-B. La saison du chauffage dans la région de Vancouver va de novembre à février. Par rapport à la moyenne canadienne, la saison du Lower Mainland de la C.-B. est relativement courte et douce, mais elle peut connaître des pointes hivernales assez marquées. La figure 2.3 compare la rigueur du climat de Vancouver avec la moyenne canadienne.

En réponse à l'augmentation des prix, les consommateurs résidentiels et commerciaux ont adopté des mesures pour diminuer leur consommation de gaz. Pendant les périodes de forte augmentation des prix du gaz naturel, beaucoup de consommateurs ont baissé leurs thermostats ou ont remplacé le gaz naturel par des radiateurs électriques portables. Certains consommateurs ont aussi installé des chaudières et des chauffe-eau plus efficaces et amélioré l'isolation de leur maison, ces mesures réduisant la demande domestique. D'après Terasen, la moyenne d'utilisation du gaz par le consommateur du Lower Mainland est tombée de plus de 120 GJ à la fin de la décennie 1990 à environ 104 GJ en 2003, après correction saisonnière.

FIGURE 2.3

Comparaison entre le Canada et Vancouver quant aux degrés-jours



Source : Statistique Canada

La croissance de la consommation de gaz naturel doit, en plus, faire face à la concurrence de l'électricité pour le chauffage des locaux. À la différence des prix plus élevés du gaz naturel, les tarifs d'électricité de B.-C. Hydro ont été gelés depuis 1993. Les tarifs d'électricité vont peut-être se mettre à monter en 2004, puisque B.-C. Hydro a adressé une demande d'augmentation de ses tarifs à la British Columbia Utilities Commission (BCUC). Afin de réduire les frais d'aménagement des terrains, certains promoteurs immobiliers n'installent que des services d'électricité dans les maisons neuves, limitant de la sorte la pénétration du gaz sur ce marché. En même temps, nombreux sont les consommateurs qui perçoivent les prix du gaz comme étant élevés et instables par comparaison avec les prix de l'électricité : cela influence les acheteurs de maisons dans leur décision d'installer des appareils de chauffage. Malgré ces facteurs de concurrence, la croissance de la population favorise grandement la demande de gaz pour les résidences. La population de la C.-B. continue de croître, ce qui augmente le marché résidentiel dans son ensemble et devrait contribuer au maintien de la demande de gaz dans ce secteur.

Le marché industriel

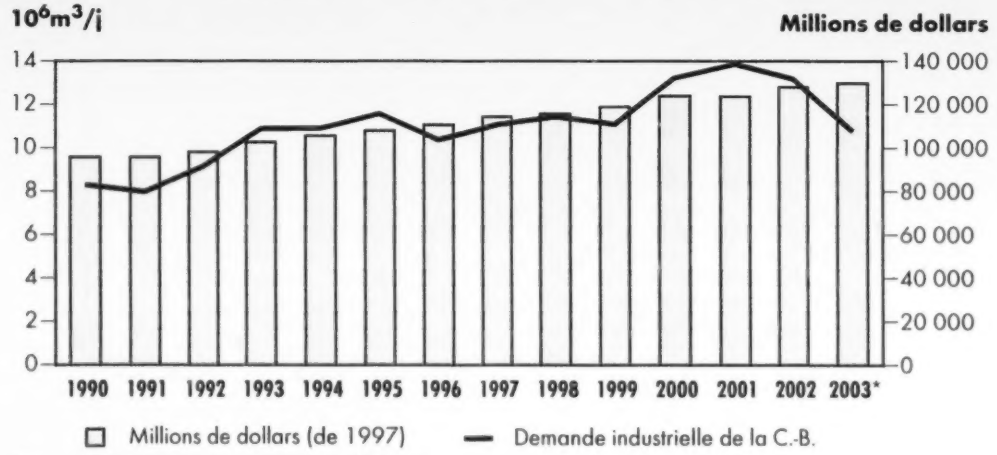
Le secteur industriel constitue le plus grand utilisateur de gaz naturel dans la province. Néanmoins, le gaz naturel ne satisfait qu'un quart environ de la demande globale d'énergie pour les besoins industriels dans la province. Les déchets du bois et la lessive de cuisson dont se sert l'industrie forestière de la C.-B., sont les plus grandes sources d'énergie utilisées par l'industrie dans la province, devant le gaz naturel et l'électricité. Le mazout est un important combustible industriel d'appoint.

Les grands utilisateurs de gaz naturel en C.-B. sont les papetières, les scieries, le raffinage du pétrole et la pétrochimie. Ces industries de produits de base consomment de grandes quantités d'énergie pour convertir les matières premières en produits semi-finis et finis. Les coûts du gaz naturel peuvent représenter de 5 à 15 % de tous les coûts de production de l'industrie forestière. Une autre industrie qui consomme du gaz naturel est celle des serres dans le Lower Mainland : le gaz constitue jusqu'à 25 % de leurs frais d'exploitation.

La demande de gaz naturel dans le secteur industriel, y compris la production d'électricité au gaz, a augmenté d'à peu près 6 % par année entre 1990 et 2001 (figure 2.4). La demande conjuguée de

FIGURE 2.4

Comparaison du produit intérieur brut et de la demande de gaz naturel industriel en C.-B.



Sources : Statistique Canada; gouvernement de la C.-B

*Estimation préliminaire du produit intérieur brut de la C.-B.

l'industrie et de la production d'électricité a augmenté plus rapidement que le taux moyen annuel provincial de 2,7 % de la croissance économique pour la même période. Malgré une économie en croissance depuis deux ans, la demande industrielle est en déclin, en partie à cause des prix du gaz plus élevés.

Au cours des années 1990, la stabilité des prix ainsi que la commodité du gaz naturel et les préoccupations liées à l'environnement ont stimulé l'utilisation du gaz naturel dans le secteur industriel à un rythme plus rapide que celui de la croissance économique de la province. Cependant, la commodité et les préoccupations environnementales suscitées par les combustibles de remplacement pourraient ne pas suffire étant donné les pressions sur les coûts auxquelles de nombreuses entreprises à forte consommation de gaz doivent faire face actuellement. Le conflit du bois d'œuvre avec les États-Unis, l'appréciation du dollar canadien et la concurrence internationale sont des facteurs concurrentiels qui ont actuellement des répercussions sur les industries de la C.-B. L'augmentation du prix du gaz naturel ne constitue qu'une des nombreuses pressions sur les coûts avec lesquelles les grands usagers industriels sont aux prises.

Les industries de la C.-B. ont pris un certain nombre d'initiatives pour gérer les coûts. Celles-ci comportent une plus grande utilisation des instruments de gestion des risques financiers, de meilleures mesures d'efficacité énergétique, le recours à des combustibles de remplacement et des fermetures temporaires d'usines. La volatilité des prix du gaz a créé un contexte commercial dans lequel les industries surveillent constamment les prix du gaz et planifient leurs stratégies d'achat. Lorsqu'on compare ce contexte avec l'environnement stable des années 1990, le gaz est devenu une composante plus importante et plus imprévisible de la totalité des coûts de production.

Tous les grands utilisateurs industriels de gaz naturel évaluent l'usage qu'ils en font en vue de restreindre leur consommation. Les acheteurs industriels apportent des améliorations supplémentaires à leur efficacité énergétique dans leurs usines de fabrication en se fondant sur les seuils de prix en hausse. L'instabilité des prix entrave les investissements en efficacité, en raison du risque de voir les prix du gaz tomber sous le seuil critique de la rentabilité de ces investissements. Quand les prix sont soutenus, même s'ils sont élevés, il est plus facile pour les sociétés de planifier efficacement leurs

CanAgro Produce Ltd. – Les défis énergétiques d'un serriculteur

Le sud de la côte de la Colombie-Britannique fait partie des meilleurs endroits au Canada pour la serriculture, du fait que le climat tempéré et les conditions d'ensoleillement et de vent de la région réduisent au minimum l'énergie nécessaire pour faire fonctionner les installations. C'est dans cette région que s'est établie CanAgro Produce Ltd. (CanAgro), une grande entreprise de serriculture dont les installations, depuis 1996, ont pris de l'ampleur pour s'étendre aujourd'hui sur 33 hectares. CanAgro fait pousser essentiellement des tomates et des poivrons, dont 70 % sont destinés au marché américain.

L'énergie représente de 20 à 25 % de tous les coûts de CanAgro. Il s'agit là du troisième poste de dépenses après celui de la commercialisation-distribution et celui de la main-d'œuvre. Si à un besoin d'énergie annuel moyen de 680 000 GJ, on ajoute la combinaison des augmentations de prix de l'ordre de 2 $ à 3 $/GJ depuis un an et les mouvements des prix vers le haut d'une ampleur encore plus grande, cela se traduit par un coût supplémentaire de millions de dollars pour CanAgro. On ne peut, toutefois, faire répercuter ces coûts sur le consommateur quand on est en concurrence sur un marché mondial. De plus, une fois que la prochaine récolte a été plantée en décembre, le producteur s'emploie durant onze mois à la cueillette, qui se déroule de février à novembre. Autrement dit, et contrairement à d'autres entreprises commerciales, des serriculteurs comme CanAgro ne peuvent tout simplement pas réduire ou cesser leurs activités le temps que les prix se maintiennent au sommet, car ils perdraient alors des millions de dollars en stocks.

De nombreux serriculteurs comme CanAgro comptent avant tout sur le gaz naturel pour leurs besoins énergétiques. L'approvisionnement en gaz se fait grâce à un contrat de service interruptible passé avec un distributeur local. Quand il y a interruptions de service, pour répondre peut-être à la demande résidentielle durant les grands froids de l'hiver, CanAgro doit compter sur le mazout n° 2, stocké sur les lieux.

CanAgro a vu ses coûts en gaz naturel s'élever et devenir de plus en plus instables depuis l'hiver 2000-2001. Par ailleurs, dans l'optique d'un marché nord-américain de plus en plus intégré, les augmentations de coûts du gaz local pour CanAgro semblent souvent déclenchées par les comportements climatiques que connaissent d'autres parties du continent. La capacité d'évaluer les coûts énergétiques à venir dans un marché gazier nord-américain écrasant constitue tout un défi pour beaucoup d'utilisateurs qui se trouvent en fin de ligne. Certains d'entre eux gèrent la fluctuation des prix par des opérations de couverture. Les pratiques de ce genre, cependant, requièrent une lettre de crédit que les petites entreprises ne sont pas souvent en mesure d'obtenir. Les conditions requises pour qu'une entreprise de la taille de CanAgro obtienne du crédit peuvent atteindre 30 % du coût total du gaz hypothéqué.

CanAgro a pris plusieurs mesures pour gérer les coûts énergétiques. Par exemple, il a importé d'Europe des chaudières dernier cri jugées économes en énergie à 93-95 %. On a également recours à des économiseurs de gaz de cheminée. À ce niveau, il y a peu d'améliorations à apporter dans le domaine de l'efficacité énergétique, car il en coûterait très cher d'effectuer des opérations de ce genre.

L'industrie de la serriculture cherche avidement des solutions de rechange au gaz naturel. Mais les restrictions imposées aux émissions de combustion limitent la possibilité de remplacer le gaz par un combustible de substitution dans certaines régions. Par exemple, dans la région du bassin atmosphérique de la vallée du Fraser, on a procédé à l'installation de chaudières alimentées par des déchets de bois, alors que certaines entreprises se voyaient en même temps refuser des permis d'émission. CanAgro suppléera à une partie de ses besoins énergétiques en utilisant de l'eau chaude récupérée d'une installation de cogénération située sur les lieux d'un site d'enfouissement. L'avenir, cependant, pourrait dépendre de l'usage du charbon selon des procédés plus propres. Avec des coûts probablement plus stables que ceux du gaz naturel, le charbon remplaçant le gaz produirait presque deux fois plus de gaz carbonique; or celui-ci est un composant nécessaire à la croissance des plantes, ce qui allégerait ainsi le coût d'achat du gaz carbonique à faire passer dans les serres.

L'industrie de la serriculture en C.-B. représente 500 millions de dollars pour l'économie de la province. De nombreuses entreprises de serres sont obligées de fonctionner dans un contexte où les prix du gaz se situent à 6 $/GJ. CanAgro est d'avis que l'industrie du gaz naturel doit admettre que les prix ont été trop élevés. Sans une détente sur les prix, l'industrie craint que de nombreuses serres soient forcées d'aller s'installer dans le sud, là où le climat est plus chaud.

En décembre 2003, CanAgro Produce Ltd. et Century Pacific Greenhouses ont fusionné pour former Hot House Growers Incorporated (HHGI). Cette fusion a créé une entreprise de plus grande importance avec des serres situées dans le Lower Mainland, à Delta, Pitt Meadows et Abbotsford. La Lagoons Division à Delta récupère la chaleur résiduelle d'une installation de cogénération.

Les besoins annuels en énergie de HHGI dépassent actuellement un million de gigajoules. Grâce à cette fusion, HHGI a pu établir depuis une opération de couverture de cinq ans pour le gaz naturel, comprenant les frais de livraison. L'installation de cogénération ainsi que l'achat d'une opération de couverture à long terme ont diminué les coûts énergétiques, les faisant passer de 20-25 % à 13-15 % des coûts totaux.

investissements en efficacité. Une autre incertitude concernant ces investissements tourne autour de la question de la viabilité de chaque usine. Dans un climat commercial concurrentiel, il est difficile de justifier des investissements en vue du rendement énergétique dans des usines qui pourraient fermer.

Les industries envisagent également d'augmenter leur utilisation de combustibles de remplacement tels que les déchets de bois, le charbon et les produits pétroliers. Par exemple, NorskeCanada a demandé au gouvernement de la C.-B. de lui accorder un permis environnemental afin d'utiliser le combustible dérivé des pneus, le charbon et les vieilles traverses de chemin de fer comme combustibles d'appoint dans son usine de pâtes et papiers à Crofton, dans l'île de Vancouver. Actuellement, l'usine utilise le gaz naturel et le mazout comme combustibles d'appoint parallèlement aux déchets de bois. Les incertitudes liées au remplacement des hydrocarbures portent sur les normes de la qualité de l'air et des émissions de gaz carbonique touchant l'utilisation des déchets de bois, du mazout et du charbon. De nombreuses industries ont également exprimé leur inquiétude au sujet de la disponibilité des approvisionnements à long terme en déchets de bois ainsi que du coût du mazout.

La production d'électricité à partir de la biomasse est un domaine dans lequel l'industrie forestière est en train d'investir massivement. Des projets importants de Canadian Forest Products Ltd., de Weyerhaeuser Company, de Riverside Forest Products Limited et de West Fraser Mills Ltd. vont rendre les équipements de production que possèdent ces sociétés plus autosuffisants en matière d'électricité ou fourniront même un excédent au réseau de BC Hydro. Quelques-uns de ces investissements auront l'avantage supplémentaire de diminuer la consommation de gaz naturel.

Ces dernières années, les nouvelles installations industrielles d'importance en C.-B. ont été rares; elles ont limité les perspectives d'une utilisation accrue du gaz pour les besoins de l'industrie. Les consultations auprès des industries laissent entendre également que l'adaptation aux augmentations de prix fera l'objet d'efforts constants dans un avenir immédiat. Le gaz naturel représente la plus grande part de tous les frais d'exploitation dans les industries qui se servent du gaz dans leur charge d'alimentation. Methanex, fabricant le méthanol, a fermé son usine de Kitimat en l'an 2000 à cause des prix élevés des charges d'alimentation et l'a rouverte en 2001. L'usine est toujours en exploitation, mais Methanex est en train de construire ou d'acquérir de nouvelles usines au Chili et à Trinidad, là où les coûts du gaz sont plus bas.

Le secteur industriel constitue pour le gaz le marché le plus sensible au prix. Beaucoup d'industries comptaient sur des intrants peu coûteux en énergie en tant que facteurs concurrentiels pour s'installer en C.-B. Les prix plus élevés du gaz naturel et une plus grande concurrence pour l'approvisionnement en gaz naturel de la part des producteurs d'électricité, surtout dans le Nord-Ouest américain, ont forcé de gros utilisateurs industriels à adopter des mesures correctrices pour gérer les coûts du gaz. Le secteur industriel a également dû faire concurrence au marché principal, notamment pendant les périodes où les prix étaient au plus haut, ce marché étant moins sensible aux changements de prix que le secteur industriel.

Le marché de la production d'électricité

La plus grande partie de l'électricité en C.-B. est produite par des centrales hydrauliques. Le demande annuelle de gaz naturel pour la production de l'électricité fluctue, mais elle peut s'élever, bon an mal an, à 15 % de la demande provinciale de gaz naturel, selon les conditions d'hydraulicité et les conditions climatiques. L'île de Vancouver est la seule région pour laquelle BC Hydro envisage actuellement de nouvelles installations de production d'énergie électrique au gaz. Cependant, BC Hydro envisage aussi des propositions pour produire de l'électricité par d'autres moyens sur l'île de Vancouver, ces propositions émanant de producteurs indépendants qui ne s'approvisionneront pas tous en gaz.

Les députés de la province réexaminent l'avenir de la grande centrale électrique de Burrard de BC Hydro, dans le Lower Mainland. Il s'agit là d'une ancienne installation, moins efficace, de production d'électricité au gaz. Le remplacement de Burrard par une nouvelle installation n'entraînera pas nécessairement une augmentation de l'utilisation du gaz, étant donné le rendement énergétique supérieur des nouveaux équipements. Pendant la période de froid au début de 2004, BC Hydro a recouru à la centrale de Burrard pour satisfaire la forte demande d'électricité de la province. La production d'électricité au moyen de gaz naturel demeurera une source d'appoint en C.-B. en plus de faire concurrence aux autres modes de production pour des charges d'énergie supplémentaires.

2.3 Le marché du gaz naturel dans le Nord-Ouest américain

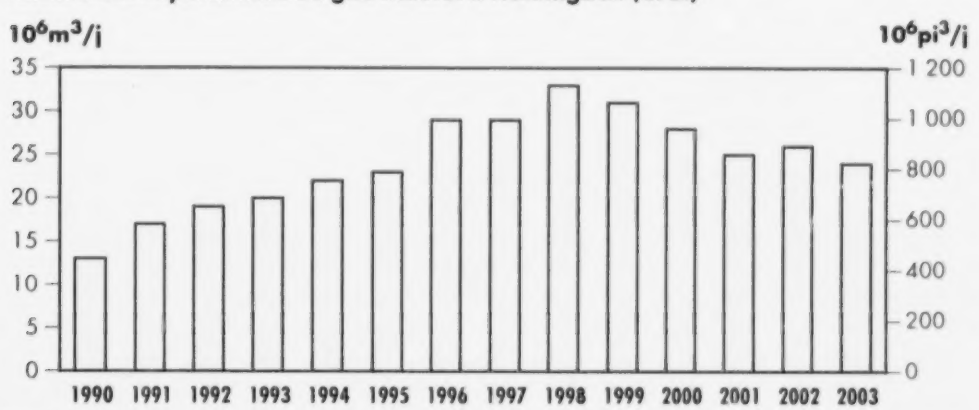
Le marché du Nord-Ouest américain couvre les États de Washington, de l'Oregon et de l'Idaho. Ce marché est divisé par la chaîne des Cascades. Les régions côtières le long du couloir 1-5, d'une largeur d'environ 160 km (100 miles), reçoivent le gaz exporté de Sumas/Huntingdon (figure 2.1). Ces exportations de Huntingdon ont atteint leur plus haut niveau en 1998 avec 32,8 $10^6 m^3/j$ (1 167 $10^6 pi^3/j$) pour ensuite décroître jusqu'en 2003 (figure 2.5). Les exportations de Huntingdon répondaient à environ 55 % de la demande totale du Nord-Ouest américain en 2001.

La partie orientale de l'État de Washington et de l'Oregon ainsi que l'Idaho reçoivent du gaz canadien en provenance principalement de l'Alberta, via le gazoduc de Gas Transmission Northwest Corporation (GTN) qui traverse la frontière internationale à Kingsgate en C.-B. Il n'y a qu'une petite quantité de gaz en provenance de la C.-B. qui entre sur ce marché via GTN. Le gaz qui provient du bassin des Rocheuses américaines atteint également le Nord-Ouest américain en passant par Opal, dans le Wyoming. En février 2004, TransCanada Corporation annonçait l'achat de GTN appartenant à National Energy & Gas Transmission, Inc.

Les pointes de consommation hivernale qui marquent le marché du Nord-Ouest américain résultent à la fois de la demande du marché principal et de celle des producteurs d'électricité. La consommation habituelle représentait à peu près 41 % de ce marché en 2001. L'utilisation industrielle et la production d'électricité comblaient la différence, soit 59 %. Avec environ 30 % de la demande totale, le marché du gaz pour la production d'électricité est plus grand dans le Nord-Ouest américain qu'en C.-B.

FIGURE 2.5

Volume des exportations de gaz naturel à Huntingdon (C.-B.)



Source : ONÉ

Depuis quelques années, les faibles conditions économiques et les prix élevés du gaz ont érodé la demande industrielle; sa part de tout le marché s'est rétrécie, passant de 51 % en 1990 à 29 % en 2001. De plus, on prévoit généralement que les industries manufacturières et les autres installations de la côte, qui avaient été attirées par l'hydroélectricité peu coûteuse et abondante de la région, ne reviendront pas, comme ce fut le cas pour les alumineries et les aciéries. Les sociétés forestières, Weyerhaeuser Company par exemple, recourent le plus possible aux déchets de bois. D'autres consommateurs se sont convertis aux petites centrales hydroélectriques ou au mazout n° 2. La diminution de la demande industrielle a des conséquences pour les marchés. La consommation industrielle, normalement, ne connaît pas de pointes; dès lors, une augmentation de la demande industrielle abaisserait les coûts de transport pour les consommateurs résidentiels et commerciaux.

La croissance de la demande de gaz pour la production d'énergie électrique a été rapide pendant les dix dernières années, atteignant plus de 13,7 $10^6 m^3/j$ (482 $10^6 pi^3/j$) en 2001, alors qu'elle était de 0,6 $10^6 m^3/j$ (21 $10^6 pi^3/j$) en 1990. Comme dans le cas de la demande industrielle, la consommation pour la production d'électricité a été réduite récemment en raison des faibles conditions économiques, des prix plus élevés du gaz et des meilleures conditions d'hydraulicité pour l'énergie hydroélectrique. Plusieurs projets de production au gaz ont été retardés, les centrales construites dans le Nord-Ouest américain n'étant pas toutes utilisées au maximum. En 2003, la Northwest Gas Association révisait à la baisse ses estimations de la croissance dans le secteur de la production d'énergie électrique; celle-ci passera de 4,5 % à 2,3 % par année jusqu'en 2025. Même si la croissance de la production d'énergie électrique a pu ralentir, le développement cependant continue. Calpine Corporation prévoit mettre en service une centrale de 248 MW à Goldendale, dans l'État de Washington, en juillet 2004.

Malgré la demande qui s'érode dans le secteur industriel et le ralentissement de la croissance de la production d'énergie électrique, les perspectives pour les secteurs résidentiel et commercial restent constantes. La demande est passée de 10,8 $10^6 m^3/j$ (383 $10^6 pi^3/j$) en 1990 à 18,7 $10^6 m^3/j$ (659 $10^6 pi^3/j$) en 2001. Puget Sound Energy, une grande SDL dans le couloir 1-5, s'attend à ce que l'utilisation totale croisse de 2,5 % par année, sa demande de pointe atteignant 3,8 %. D'ici quatre ans, Puget Sound Energy prévoit qu'une seconde demande de pointe, estivale celle-là, surviendra lorsque la production d'électricité augmentera pour satisfaire aux exigences liées à la climatisation des locaux.

TRANSPORT ET STOCKAGE DU GAZ NATUREL

Depuis cinq ans, on a apporté des aménagements majeurs à l'infrastructure d'acheminement pour sortir le gaz naturel du nord-est de la C.-B. Le plus remarquable a été l'augmentation de la capacité des gazoducs provenant du nord-est de la C.-B. vers les raccordements en Alberta, ce qui permet aux producteurs d'accéder à un grand nombre de marchés. Le gaz du nord-est de la C.-B. peut maintenant être acheminé vers les marchés via le réseau de Westcoast, le gazoduc Alliance et différents gazoducs de producteurs qui sont reliés au réseau TCPL Alberta. Passons en revue brièvement chacun de ces réseaux de transport, avant d'aborder les tendances dans ce domaine.

Points saillants

- L'aménagement de gazoducs pour desservir les marchés à l'est de la C.-B. ont assuré à la production du gaz du nord-ouest de la province un meilleur accès aux marchés de l'Est.
- L'importance de l'agrandissement prévu pour le réseau de Westcoast vers les marchés de la C.-B. et du Nord-Ouest américain a été réduite.
- Certaines SDL du Nord-Ouest américain ont retenu une plus grande capacité sur Westcoast vers la station 2.
- Le marché du Lower Mainland de la C.-B. manque de moyens de stockage, mais la capacité de stockage s'est accrue dans le Nord-Ouest américain.

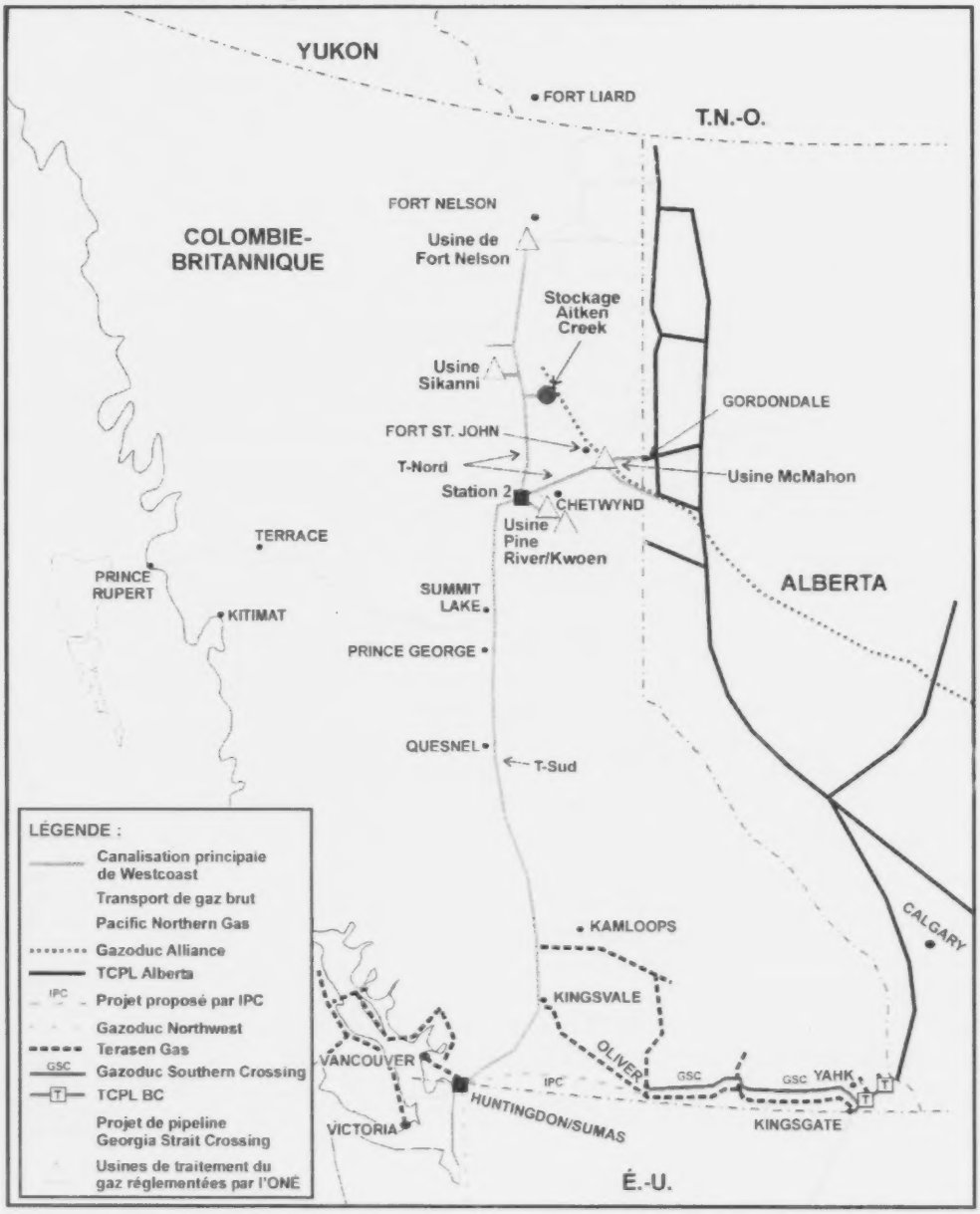
3.1 Le réseau de Westcoast

Depuis 1957, le réseau de Westcoast fournit le gaz naturel, surtout en provenance du nord-est de la C.-B. Il a été le premier grand gazoduc construit au Canada pour l'exportation de gaz (figure 3.1). À la différence des autres grands transporteurs de gaz naturel au Canada, son réseau comporte, des installations de collecte et de traitement. Le réseau de collecte apporte le gaz brut des champs de la C.-B., du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest et, dans une certaine mesure, de l'Alberta vers les usines de traitement de Westcoast. En C.-B., il existe des quantités importantes de gaz, appelé gaz acide (ou corrosif), à forte teneur en souffre et en dioxyde de carbone. Le gaz acide exige plus de traitement que le gaz naturel, qui a moins d'impuretés, pour le transport.

Westcoast possède et exploite quatre usines de traitement du gaz (Fort Nelson, McMahon, Sikanni, Pine River/Kwoen) dans le nord-est de la C.-B., qui sont du ressort de l'ONÉ (figure 3.1). Selon les normes internationales, trois de ces quatre usines sont considérées comme de très grandes installations, et, grâce à leur existence, moins d'usines ont dû être construites dans la province. En conséquence, il y a en C.-B. 35 usines de traitement du gaz, alors que l'Alberta en compte plus de 700. La C.-B. dispose de moins de 5 % des usine de traitement dans le BSOC, bien qu'elle assure 15 % de la production. Ce modèle d'usine de grande taille est en train de changer au fur et à mesure que les producteurs construisent d'autres usines dans la province en concurrence avec les services de collecte et de traitement de Westcoast.

FIGURE 5.1

Réseaux de transport du gaz naturel en Colombie-Britannique



Le réseau de transport de Westcoast comprend les canalisations principales de Fort Nelson et de Fort St. John (connues aussi sous le nom de T-Nord ou zone 3) et la canalisation principale sud (T-Sud ou zone 4). T-Nord se raccorde à la canalisation principale sud à la station 2, important point de commerce du gaz. La capacité de T-Nord est d'environ 34,0 $10^6 m^3/j$ (1,2 $10^9 pi^3/j$) à partir de Fort Nelson et de 21,5 $10^6 m^3/j$ (760 $10^6 pi^3/j$) à partir de Fort St. John.

La canalisation principale sud, avec une capacité approximative de 56,7 $10^6 m^3/j$ (2,0 $10^9 pi^3/j$), va de la station 2 en direction du sud jusqu'à un endroit situé sur la frontière internationale près de Huntingdon, en C.-B., et Sumas, dans l'État de Washington, d'où il rejoint de multiples gazoducs :

1) Terasen, qui prend le gaz de l'interconnexion pour desservir les marchés du Lower Mainland et de l'île de Vancouver; 2) Northwest Pipeline, qui approvisionne le Nord-Ouest américain; et 3) de nombreux gazoducs plus petits qui traversent la frontière pour fournir du gaz à différentes installations industrielles dans l'État de Washington.

En janvier 2003, Westcoast a reçu de l'Office l'autorisation de porter la capacité de sa canalisation principale sud à 5,7 $10^6 m^3/j$ (200 $10^6 pi^3/j$), à compter du 1er novembre 2003. Westcoast, cependant, n'a procédé qu'à une expansion réduite de 2,4 $10^6 m^3/j$ (85 $10^6 pi^3/j$), étant donné que certains expéditeurs ont choisi de ne pas renouveler les contrats de transport venus à échéance. Dès lors, une capacité supplémentaire d'acheminement par gazoducs de 5,6 $10^6 m^3/j$ (198 $10^6 pi^3/j$) ne sera pas renouvelée par les expéditeurs en novembre 2004. La capacité disponible en novembre devra donc être absorbée avant que Westcoast ne puisse poursuivre l'achèvement des installations pour lesquelles elle a reçu une approbation réglementaire. Ceci a pour conséquence que le réseau de Westcoast n'est pas limité actuellement dans sa capacité.

Les expéditeurs n'utilisent pas pleinement la capacité annuelle pour laquelle ils ont conclu un contrat avec Westcoast, vu la nature saisonnière des marchés desservis. Le réseau est cependant saturé pendant les périodes de pointes hivernales. Le taux moyen d'utilisation sur T-Sud était de 78 % en 2003, ce qui est à peu près l'équivalent de celui de l'année précédente.

Les tendances contractuelles sur le réseau de Westcoast

Un changement a eu lieu dans le type d'organisations qui maintiennent une capacité de transport à grande distance sur T-Sud. Une tendance dans toute l'Amérique du Nord ces dernières années est apparue chez les producteurs et les consommateurs; il s'agit de permettre peu à peu que leur capacité de transport à grande distance arrive à terme et de conclure des contrats de transport qui n'aillent pas plus loin que le carrefour le plus près, où ils peuvent acheter ou vendre du gaz en provenance de nombreux intervenants. Les producteurs de la C.-B. ont également indiqué qu'ils préféreraient passer un contrat pour la capacité de la canalisation principale de Westcoast qui ne dépasse pas la station 2, plutôt que d'aller jusqu'à Sumas/Huntingdon. Ce faisant, leur capital est libre pour d'autres usages et ils ne sont pas obligés d'assumer le risque de maintenir une capacité de transport à long terme.

Les commercialisateurs détenaient une grande partie de la capacité de T-Sud entre la station 2 et Sumas. Cependant, depuis l'effondrement de Enron Corporation (Enron) à la fin de 2001, moins nombreuses sont les sociétés qui sont engagées activement dans la commercialisation du gaz. Toutefois, les contrats de ces commercialisateurs continuent d'être en vigueur jusqu'à la date d'expiration, de sorte que la capacité libérée sur Westcoast par ces entreprises a été un processus graduel.

Les commercialisateurs réduisant leurs dépenses et plusieurs producteurs préférant ne se rendre qu'à la station 2, certaines SDL du Nord-Ouest américain ont pris l'initiative de réserver la capacité sur T-Sud et d'acheter le gaz à la station 2 plutôt qu'à Sumas/Huntingdon. Parmi leurs raisons déclarées de réserver la capacité de T-Sud, on peut mentionner le désir d'acheter le gaz plus près de la région de production, de mieux s'associer aux producteurs solvables de la C.-B., de mieux assurer la sécurité d'approvisionnement et d'obtenir un débouché aux meilleurs prix possibles.

Une raison supplémentaire invoquée par les SDL du Nord-Ouest américain pour opter pour la station 2 était le désir de diminuer le risque de la volatilité des prix en contournant le marché de Sumas/Huntingdon. Les SDL du Nord-Ouest américain ont fait le calcul que, en deux mois seulement, à savoir décembre 2000 et janvier 2001, quand les prix ont grimpé à Sumas/Huntingdon très au-dessus de ceux de la station 2, ils auraient pu gagner l'équivalent de quatre ou cinq années de capacité sur T-Sud s'ils avaient plutôt acheté le gaz à la station 2.

Les SDL sont en voie d'assumer plus de capacité sur T-Sud malgré le problème signalé par de nombreux intervenants consultés pour la présente EME, à savoir que les prix à la station 2 ne sont pas suffisamment inférieurs à ceux de Sumas pour couvrir totalement les coûts de transport sur ce tronçon. Le fait que les revenus nets des producteurs sont plus élevés s'ils vendent à la station 2 plutôt qu'à Sumas leur fournit un motif supplémentaire d'abandonner de la capacité sur T-Sud et de vendre à la station 2. Pour les SDL, la sécurité et l'accès aux avantages de l'approvisionnement semblent l'emporter sur le risque que l'écart entre les prix ne couvre pas totalement les coûts de transport.

La réglementation des droits de transport de Westcoast

Depuis juin 1998, les droits de Westcoast pour les services de collecte et de traitement (et non de transport) ont été librement négociés sur le marché. Westcoast, qui est assujettie à la réglementation de l'ONÉ, et ses parties prenantes se sont entendues sur une structure de réglementation douce qui définissait les principes selon lesquels Westcoast pouvait négocier des contrats avec des expéditeurs particuliers, pouvant comprendre des droits appropriés. Cette méthode a été établie pour composer avec le désir des producteurs de répondre plus rapidement aux demandes de service et d'obtenir des arrangements plus souples en matière de droits.

Depuis 1997, les droits de Westcoast ont été déterminés par règlement négocié entre toutes les parties prenantes. Pendant cette période, le droit de T-Nord a augmenté de 25 % tandis que celui de T-Sud sur Huntingdon a augmenté de 16 %. Le droit actuel de T-Nord pour le transport à grande distance est de 110,50 $/10^{3}m^3/mois (0,103 $/10^{3}pi^3), tandis que le droit de T-Sud est de 294,37 $/10^{3}m^3/mois (0,274 $/10^{3}pi^3). En décembre 2003, Westcoast a demandé à l'Office d'autoriser une augmentation de 7,9 % du droit de T-Sud pour 2004.

3.2 Gazoduc Alliance

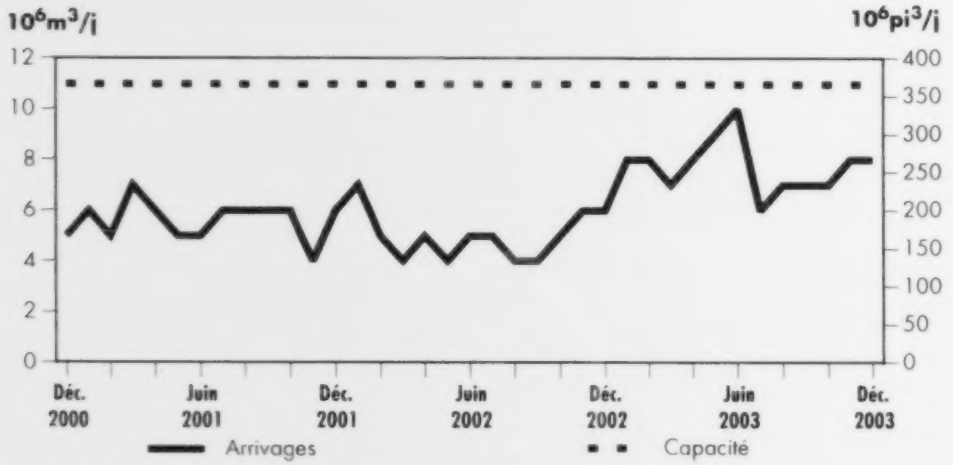
Le gazoduc Alliance achemine environ 11 10^{3}m^3/j (1,55 10^{3}pi^3/j) de gaz canadien riche en liquides à partir de l'Alberta et, dans une moindre mesure, de la C.-B. jusqu'à Chicago et le marché du Midwest américain. Alliance a commencé à acheminer du gaz sur les marchés en décembre 2000. Bien que la canalisation principale d'Alliance parte de Gordondale en Alberta, un latéral s'étend en C.-B., jusqu'à l'installation de stockage de Aitken Creek (figure 3.1). La capacité totale d'Alliance depuis la C.-B. est de 10,4 10^{3}m^3/j (366 10^{3}pi^3/j).

Le gaz acheminé de la C.-B. par Alliance a représenté moins que ne le permettait la capacité du gazoduc. Cependant, les expéditions ont connu une augmentation en 2003, avec un débit moyen de 7,6 10^{3}m^3/j (270 10^{3}pi^3/j) par rapport à 5,0 10^{3}m^3/j (178 10^{3}pi^3/j) l'année précédente (figure 3.2).

Afin de répondre aux demandes des producteurs d'augmenter leur capacité depuis la C.-B., soit en raison de hausses de production, soit pour conclure d'autres arrangements de transport, Alliance leur a demandé, en juin 2003, d'exprimer leurs points de vue, d'une façon confidentielle et informelle, au sujet d'une augmentation de capacité. Après avoir reçu les réponses de certains d'entre eux, Alliance en a conclu qu'un agrandissement, s'il se produisait, n'entraînerait pas nécessairement une expansion de la capacité sur la canalisation principale. Dès lors, étant entendu que cette dernière est fondamentalement saturée au Canada, l'acheminement de gaz supplémentaire en provenance de la C.-B. ne pourrait se faire qu'en réduisant les volumes de gaz venant de l'Alberta.

FIGURE 3.2

Arrivages de C.-B. sur le gazoduc Alliance



Source : Alliance Pipeline Ltd.

3.3 Les gazoducs transfrontaliers en direction de l'Alberta

Le réseau de Westcoast est également connecté au réseau TCPL Alberta à Gordondale (Alberta) permettant un acheminement du gaz vers l'Alberta et les marchés intérieurs et d'exportation en aval (figure 3.1). Le raccordement à TCPL Alberta est bidirectionnel et permet à Westcoast à la fois de fournir du gaz et de le recevoir. Les volumes nets de gaz de C.-B. à Gordondale sont très faibles (en moyenne moins que 0,9 $10^6 m^3/j$ [30 $10^6 pi^3/j$] durant l'année contractuelle 2002/2003). En revanche, la capacité du gazoduc est d'environ 5,7 $10^6 m^3/j$ (200 $10^6 pi^3/j$). Il y a donc une capacité garantie pour acheminer le gaz vers l'est.

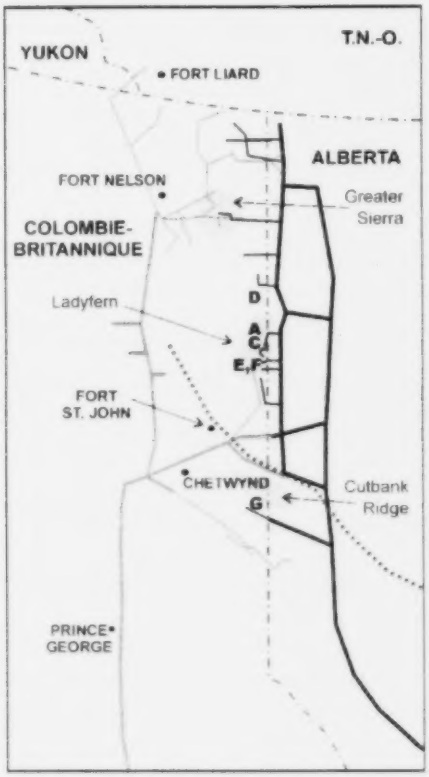
Depuis le milieu des années 1980, vingt gazoducs au moins ont été construits pour transporter le gaz du nord-est de la C.-B. jusqu'en Alberta. La taille de ceux-ci varie énormément : certains, des réseaux de collecte, ont une capacité de quelques millions de pieds cubes par jour, alors que d'autres, au diamètre plus large, ont une capacité d'acheminement de plusieurs centaines de millions de pieds cubes par jour. La plupart s'étendent sur une distance très courte jusqu'au gazoduc construit en 1995 par TCPL Alberta le long de la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Beaucoup de ces gazoducs ne sont plus exploités à leur pleine capacité.

La plupart de ces gazoducs s'étendent sur moins de 35 kilomètres et sont destinés à transporter le gaz à partir des zones de production de la Colombie-Britannique situées près de la frontière interprovinciale, telle Ladyfern, jusqu'au réseau TCPL Alberta tout proche (figure 3.3). En réalité, environ 90 % de la capacité construite durant ce laps de temps l'a été pour atteindre la zone de Ladyfern. En 2003, une moyenne de 15,6 $10^6 m^3/j$ (550 $10^6 pi^3/j$) de gaz commercialisable a été acheminé en Alberta par ces gazoducs appartenant aux producteurs, alors qu'en 2002, cela représentait une moyenne de 24 $10^6 m^3/j$ (845 $10^6 pi^3/j$), ce qui reflète surtout la baisse de production du champ de Ladyfern.

En avril 2004, EnCana mettra en service le gazoduc Ekwan, long de 83 kilomètres. Ekwan acheminera le gaz en provenance de Greater Sierra, région actuellement desservie par le réseau de Westcoast. Même si EnCana acheminait d'importants volumes de gaz depuis la région jusqu'à Westcoast, le besoin s'est fait sentir d'augmenter la capacité afin de favoriser une augmentation de la production de la région et de diversifier ses options de marché et de transport.

FIGURE 3.3

Gazoducs transfrontaliers du nord-est de la C.-B. construits en direction de l'Alberta depuis 1999



Légende			
		Capacité	
Emplacement sur la carte	Gazoduc	$10^6 m^3/j$	$10^6 pi^3/j$
A	Pioneer Chinchaga	1,1	40
B	PennWest Wildboy	2,4	85
C.1	Murphy Chinchaga	1,7	60
C.2	Doublement Murphy Chinchaga (Ladyfern)	6,5	230
D	Canadian Hunter	1,0	35
E	EnCana Ladyfern	4,8	170
F	CNRL Ladyfern	19,2	680
G	EnCana Tupper	1,2	45
H	EnCana Ekwan	11,8	418

3.4 Tendances du transport du gaz produit dans le nord-est de la Colombie-Britannique

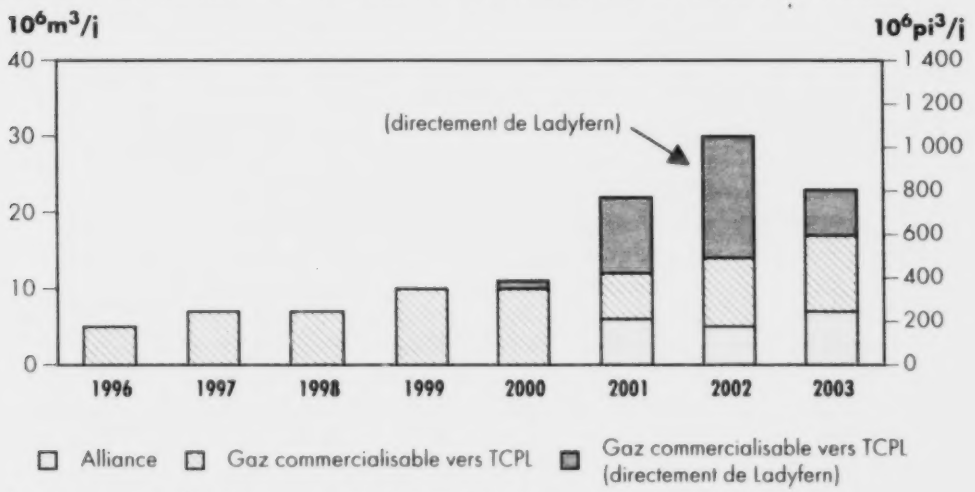
Le transport de gaz vers l'Alberta a substantiellement augmenté à compter de 2000 et 2001 avec la mise en route de la production du champ de Ladyfern et la mise en service du gazoduc Alliance (figure 3.4). Ladyfern a joué un rôle très important depuis que la production de ce champ a augmenté et atteint plus de 19,8 $10^6 m^3/j$ (700 $10^6 pi^3/j$) au milieu de 2002. Toutefois, la production de ce champ a, depuis lors, rapidement baissé, pour s'établir à 4,4 $10^6 m^3/j$ (155 $10^6 pi^3/j$) en novembre 2003, ce qui explique les débits plus faibles en direction de l'Alberta.

Environ un tiers de la production commercialisable de C.-B. est maintenant acheminée vers l'Alberta. Alors que les marchés provinciaux et d'exportation traditionnels, si l'on s'en tient aux données d'utilisation des gazoducs, ont connu un déclin depuis 2000, la production en revanche a augmenté (figure 3.5). Ce supplément d'offre a été absorbé par l'Alberta et par les marchés plus à l'est, étant donné que les marchés de C.-B. et ceux du Nord-Ouest américain n'étaient pas en mesure de le faire. Par ailleurs, les débouchés en Alberta fournissent aux producteurs un éventail plus grand de possibilités pour les marchés, les réseaux de transport et les installations de stockage, que ne le permet l'acheminement du gaz vers la C.-B. ou le Nord-Ouest américain.

Les intervenants sur le marché du gaz de la C.-B. ont exprimé deux points de vue concernant les répercussions que l'accroissement de la capacité de transport vers l'Alberta a sur le marché. Des groupes de consommateurs ont exprimé leur inquiétude que l'acheminement du gaz de la C.-B. vers

FIGURE 3.4

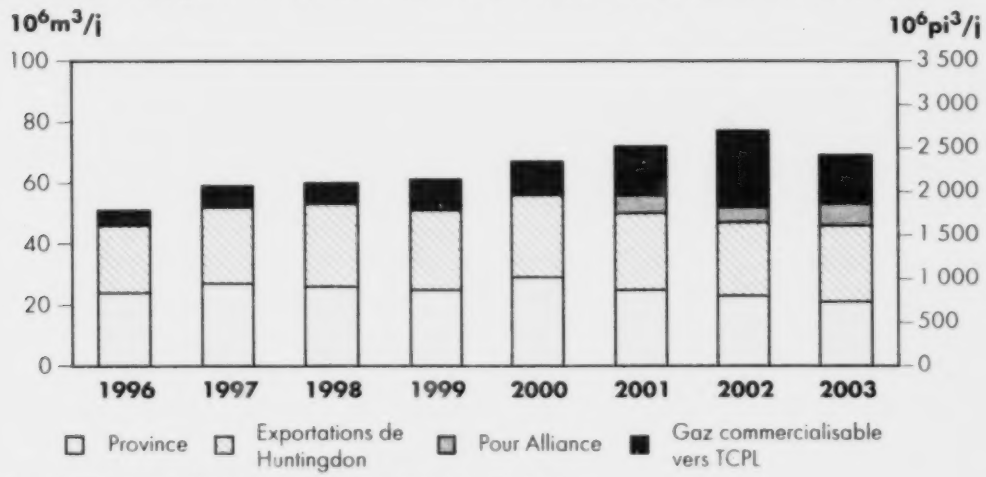
Gaz naturel commercialisable acheminé du nord-est de la C.-B. jusqu'en Alberta



Source : Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique

FIGURE 3.5

Répartition du gaz commercialisable issu du nord-est de la Colombie-Britannique[1]



1. Comprend la production du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest

Source : Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique

l'est sur des marchés non traditionnels ne le rendrait plus disponible pour les acheteurs de C.-B. ou du Nord-Ouest américain. De leur côté, les producteurs estiment que le fait d'avoir la possibilité d'un acheminement vers l'Alberta aussi bien que vers la C.-B. accroît la sécurité de l'offre pour la C.-B., en encourageant une augmentation de l'exploration et le renforcement de l'offre. Du reste, des marchés faibles, spécialement durant l'été, restreignent les possibilités du producteur de vendre son supplément de gaz en C.-B. et dans le Nord-Ouest américain. En fait, la multiplication des marchés a favorisé chez les producteurs une stimulation nouvelle en vue d'accroître l'offre de gaz naturel, étant donné que le gaz ne serait pas limité aux marchés de la province.

L'aménagement futur de gazoducs transfrontaliers continuera d'être influencé par les lieux de découverte, par le désir des producteurs de diversifier leurs marchés, ainsi que par l'évolution des marchés en C.-B. et dans le Nord-Ouest américain. En avril 2004, le gazoduc Ekwan entreprendra ses livraisons au réseau TCPL Alberta; plus tard, le gaz en provenance de la zone Cutbank Ridge (EnCana) devrait être acheminé lui aussi vers l'est.

3.5 Stockage et capacité de pointe en Colombie-Britannique

Le stockage du gaz naturel est extrêmement limité en C.-B.; il est constitué d'installations souterraines dans une zone de production, soit la zone de stockage Aitken Creek, dans le nord-est de la province, et de petits équipements de gaz naturel liquéfié (GNL) dans l'île de Tilbury du Lower Mainland utilisés par Terasen pour répondre aux besoins de pointe de son propre réseau.

Le Lower Mainland ne dispose pas de grandes installations souterraines de stockage du gaz. Les installations en amont, qui profitent aux producteurs et aux expéditeurs, ont peu d'utilité pour les consommateurs en aval durant les périodes de contraintes sur les gazoducs, périodes qui se produisent généralement pendant les demandes de pointe quand le stockage est le plus indispensable. Deux installations importantes pour les marchés d'utilisation finale du Lower Mainland et du Nord-Ouest américain sont Jackson Prairie dans l'État de Washington et Mist (Northwest Natural) dans l'Oregon. Depuis quelques années, des agrandissements ont été apportés à ces deux ensembles. Pendant les demandes de pointe hivernales, Terasen peut échanger le gaz stocké dans les installations aux États-Unis, comme celle de Jackson Prairie, contre un accès au gaz qui pourrait être acheminé à Sumas/Huntingdon.

La plupart de ceux qui ont été consultés en C.-B. en vue de la présente ÉMÉ ne s'attendent pas à ce que soient construits dans un proche avenir d'autres moyens de stockage pour le Lower Mainland. Il reste que cette question continue d'être préoccupante, car un plus grand potentiel de stockage pourrait améliorer l'utilisation du réseau de gazoducs et contribuer à atténuer les prix de pointe saisonniers. Des producteurs ont fait remarquer qu'une plus grande capacité de stockage en amont serait également souhaitable, à défaut de quoi les producteurs sont contraints d'acheminer le gaz sur les marchés, même si les conditions de ceux-ci sont défavorables. En outre, les producteurs ont laissé entendre qu'ils seraient mieux disposés à geler les prix s'il y avait plus de stockage disponible soit dans les zones productrices soit dans les zones commerciales.

Le gazoduc Southern Crossing

Le gazoduc Southern Crossing a été construit par Terasen pour faire face d'abord et avant tout aux pressions de pointe et saisonnières. De plus, il assure le service de transport à des expéditeurs tiers. Il s'agit d'une canalisation bidirectionnelle de 312 km qui va du réseau TPCL B.C. à Yahk, juste au nord de Kingsgate, en C.-B., sur la frontière américaine, jusqu'au réseau Interior Transmission System, plus petit, de Terasen, près de Oliver, en C.-B. (figure 3.1). Avec ces installations, Terasen peut recevoir 7,8 $10^{3}m^{3}/j$ (275 $10^{3}pi^{3}/j$) à Yahk et livrer jusqu'à 3,0 $10^{3}m^{3}/j$ (105 $10^{3}pi^{3}/j$) au réseau de Westcoast à Kingsvale pour livraison ultime dans le Lower Mainland. Cet aménagement fournit une autre source d'approvisionnement à la fois pour les marchés de l'intérieur et du Lower Mainland de la C.-B.

Les deux tiers, environ, de la capacité sont réservés à la gestion des demandes de pointe sur le territoire desservi par Terasen, l'autre tiers étant affecté aux expéditeurs tiers. L'utilisation du gazoduc a été faible, comme on peut s'y attendre, vu que les installations ont été construites pour gérer les demandes de pointe. Si les prix du gaz de l'Alberta étaient suffisamment plus faibles que ceux de la station 2, il serait économique d'utiliser le GSC pour approvisionner le Lower Mainland en gaz

albertain, ce qui augmenterait l'utilisation du réseau. Terasen envisage toujours la construction du gazoduc Inland Pacific Connector, lequel prolongerait le GSC de Oliver, en C.-B., directement vers Sumas/Huntingdon.

3.6 Le projet de pipeline Georgia Strait Crossing

Le projet de pipeline Georgia Strait Crossing (GSX) acheminerait le gaz de Sumas/Huntingdon à travers l'ouest de l'État de Washington et le détroit de Georgia vers l'île de Vancouver. Ce gazoduc pourrait fournir 2,71 $10^6 m^3/j$ (96 $10^6 pi^3/j$) à deux installations de production d'électricité dans l'île, dont l'une est déjà en service, et à d'autres utilisateurs. Le gazoduc a reçu l'approbation réglementaire de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) aux États-Unis.

Au Canada, une Commission d'examen conjoint constituée en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* a approuvé la construction du gazoduc, mais à certaines conditions, l'une étant que GSX fasse la preuve que le Vancouver Island Generation Project (VIGP) proposé a obtenu les autorisations réglementaires requises avant que ne commence la construction du gazoduc. BC Hydro a entrepris un processus d'appel d'offres qui invite les promoteurs du secteur privé soit à soumettre des propositions de nouvelle capacité de production dans l'île de Vancouver soit à soumissionner pour l'acquisition des actifs de VIGP. Si l'on estime que cette dernière entreprise fait partie d'une solution rentable pour approvisionner l'île de Vancouver en électricité, alors BC Hydro soumettra la proposition à un examen par la BCUC.

LES PRIX DU GAZ NATUREL

4.1 La formation des prix sur le marché du gaz naturel

La station 2 et Sumas/Huntingdon sont les deux principaux points servant à établir les prix du gaz en C.-B. (Figure 2.1). La station 2 constitue un point servant à établir les prix du gaz véhiculé par le réseau de Westcoast et provenant principalement du nord-est de la C.-B., mais aussi du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et de l'Alberta. Sumas/Huntingdon est un point servant à établir les prix du gaz canadien à la frontière des États-Unis, sur le réseau de Westcoast. Sumas/Huntingdon constitue un bon reflet de l'état du marché du gaz naturel du Lower Mainland en C.-B. jusqu'à Portland en Oregon.

Sumas/Huntingdon et la station 2 sont de petits points régionaux servant à établir les prix du gaz naturel. À l'opposé, le carrefour Henry, en Louisiane, constitue le point d'établissement des prix du marché du New York Mercantile Exchange (NYMEX), et AECO-C, le point qui permet d'établir les prix du gaz transigé en Alberta sur le Natural Gas Exchange (NGX); ces endroits sont considérés par l'industrie gazière comme des points ayant une liquidité très élevée. Les points régionaux d'établissement des prix, de taille plus modeste, ne possèdent ni le niveau de liquidité ni tous les services de transport offerts aux points plus importants, comme, par exemple, l'accès à des installations de stockage. En effet, le volume des échanges aux points d'établissement des prix régionaux est moins important et les transactions sont moins nombreuses en raison du nombre moins considérable de vendeurs et d'acheteurs. Par ailleurs, l'accès aux réseaux de gazoducs, à des contreparties solvables ainsi qu'au crédit financier peut également s'avérer difficile en raison de la petite taille du marché. Le manque d'installations de stockage dans le Lower Mainland nuit également au développement du marché de Sumas/Huntingdon, puisque les intervenants présents sur ce marché ne sont pas en mesure de stocker du gaz qui puisse être vendu ultérieurement à Sumas/Huntingdon.

Points saillants

- Les prix moyens du gaz naturel en C.-B. ont triplé depuis 1990.
- Les prix du gaz naturel en C.-B. sont intégrés aux prix nord-américain.
- Les niveaux de liquidité de Sumas/Huntingdon et ceux de la station 2 ne sont pas aussi élevés que ceux de certains autres marchés.
- Le marché du gaz naturel de la C.-B. demeure sujet à des hausses de prix soudaines.
- Il y a eu amélioration en ce qui concerne la détermination des prix à Sumas/Huntingdon et à la station 2.
- Les acteurs du marché se sont habitués à gérer des prix instables.

Les parties consultées dans le cadre de la présente ÉMÉ étaient d'avis que les marchés de Sumas/Huntingdon et de la station 2 ne jouissaient pas de conditions optimales de fonctionnement, bien que certaines parties consultées aient indiqué que le niveau de liquidité à Sumas/Huntingdon était en voie d'amélioration. Ces parties ont également souligné le fait que de nouveaux acteurs ont fait leur entrée sur le marché de Sumas/Huntingdon depuis la chute de liquidité causée par la disparition d'Enron et d'autres commercialisateurs en

2001. La plupart des participants à cette ÉMÉ étaient d'accord pour affirmer que la liquidité de la station 2 était inférieure à celle de Sumas/Huntingdon, puisqu'un moins grand nombre de participants du marché gazier vendaient ou achetaient du gaz naturel à la station 2.

La crête des prix du gaz naturel qui est survenue en Californie en 2000-2001 a ébranlé la confiance du marché et mis en doute la validité des indices des prix du gaz. Aux États-Unis, la FERC et la Commodity Futures Trading Commission se sont penchées sur ces allégations. Au cours des enquêtes qu'elles ont menées, plusieurs cas de manipulation des marchés du gaz naturel et de l'électricité ont été mis à jour. Parmi ces cas, on signale que certaines publications spécialisées de l'industrie ont été avisées de transactions qui n'ont jamais eu lieu. Dans le but d'améliorer la transparence du processus d'établissement des prix et rétablir la confiance des acteurs du marché par rapport à l'information concernant les prix en provenance des États-Unis, la FERC ainsi que les responsables de l'affichage des prix et les entreprises qui informent ces derniers des transactions gazières, ont tenté d'établir certaines normes qui puissent s'appliquer à l'information concernant les prix du gaz. Cela a eu pour effet d'améliorer la qualité de l'information concernant les prix à Sumas/Huntingdon. Suite à la disparition du système d'achat et de vente d'Enron en 2001, l'Intercontinental Exchange (ICE), un système électronique de transactions dans le domaine de l'énergie, a commencé à offrir des services de commerce du gaz à Sumas/Huntingdon et à la station 2.

En décembre 2003, le système électronique de négociation NGX a commencé à offrir des services à la station 2. Le système NGX opère sur les principaux marchés gaziers canadiens, parmi lesquels on retrouve celui de l'Alberta et de Dawn en Ontario. Les informations sur les marchés concernant la station 2 (les volumes négociés, le nombre de transactions, la fourchette des soumissions et le prix journalier pondéré) sont désormais disponibles en ligne pour le gaz négocié par l'entremise de NGX. Les informations fournies par ce système sont basées sur l'ensemble des transactions effectuées par l'entremise de NGX, contrairement aux points d'établissement des prix aux États-Unis qui, eux, se fient aux résultats d'un nombre restreint d'acheteurs et de vendeurs. En janvier 2004, NGX a été acheté par le Groupe TSX, entreprise dont les activités principales comprennent, entre autres, l'exploitation de la Bourse de Toronto.

De meilleures normes en matière d'informations sur les prix et l'apparition de nouveaux systèmes de commerce électronique ont contribué à l'amélioration du processus de détermination des prix à Sumas/Huntingdon et à la station 2. La petite taille du marché limite cependant toujours la liquidité du marché de la C.-B.

4.2 Historique des prix du gaz naturel en Colombie-Britannique

En 1995, le prix annuel moyen du gaz à Sumas/Huntingdon et à la station 2 était de moins de 2,00 $/GJ; en 2003, ce prix avait atteint plus de 6,00 $/GJ, soit un prix trois fois plus élevé. Durant cette même période, les prix grimpaient dans l'ensemble de l'Amérique du Nord, y compris ceux d'AECO-C en Alberta (figure 4.1).

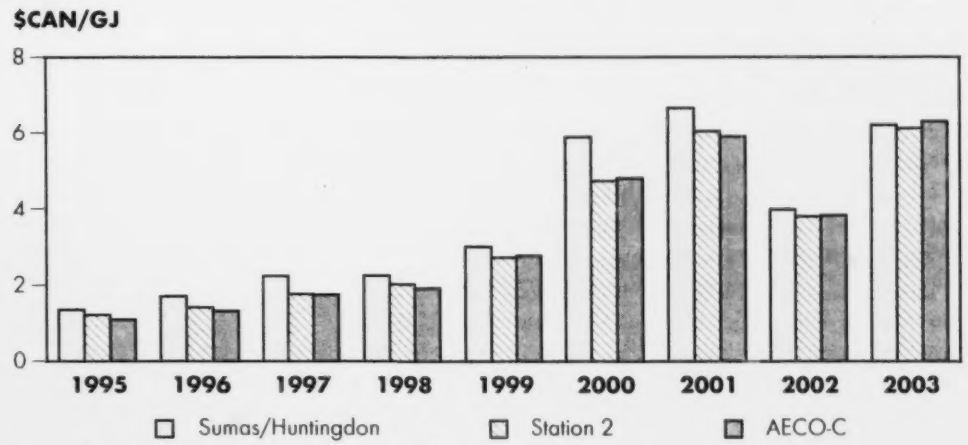
Avant 1998, les prix du gaz à la station 2 et ceux d'AECO-C étaient plus bas qu'ailleurs sur le continent et ne représentaient pas la réalité des prix ayant cours sur le marché gazier nord-américain. L'agrandissement des gazoducs de Foothills Pipe Lines/Northern Border Pipeline et de TransCanada PipeLines ont permis de limiter les contraintes associées à la capacité des gazoducs partant du BSOC. Cela a eu une incidence sur les prix du gaz qui ont grimpé à AECO-C et à la station 2 durant l'automne 1998, par rapport au prix au carrefour Henry en ce qui concerne le gaz naturel transigé sur le marché NYMEX (figure 4.2). Le prix du gaz à Huntingdon/Sumas a également suivi à la hausse ceux de la station 2 et d'AECO-C. Ainsi, en 1999, les prix du gaz naturel dans le BSOC et à Sumas/Huntingdon étaient davantage alignés sur ceux des autres points d'établissement des prix en Amérique du Nord.

Comme sur la plupart des autres marchés, on assiste régulièrement à des poussées saisonnières des cours du gaz naturel en C.-B. Plusieurs d'entre elles ont été enregistrées à Sumas/Huntingdon avant 2000, et tout particulièrement pendant les hivers de 1997 à 1999 (figure 4.2). De novembre à février, les marchés du Lower Mainland et du Nord-Ouest américain connaissent habituellement une période de pointe due au chauffage pendant les mois d'hiver. Les prix du gaz atteignent habituellement leur niveau le plus élevé en janvier qui, d'ordinaire, est le mois le plus froid.

L'incidence des basses températures peut s'accroître en raison des capacités de stockage limitées offertes par les installations du marché du Lower Mainland. Contrairement à certaines régions où nombre d'acheteurs ont recours au gaz stocké pour satisfaire à la demande en période de pointe, les acheteurs à Sumas/Huntingdon, ne disposant pas de réserves stockées, doivent essayer d'obtenir du

FIGURE 4.1

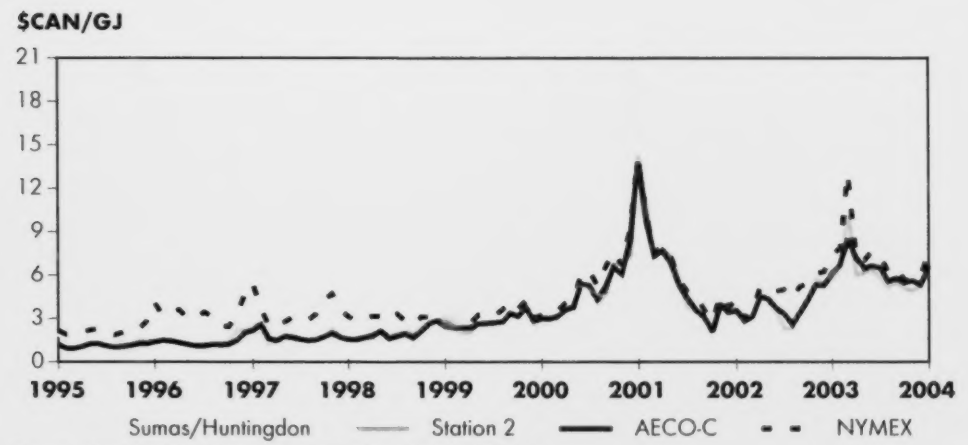
Comparaison des prix moyens annuels du gaz naturel : Sumas/Huntingdon, station 2 et AECO-C



Sources : Canadian Natural Gas Focus, Canadian Gas Price Reporter

FIGURE 4.2

Comparaison des prix du disponible : Sumas/Huntingdon, station 2, AECO-C et NYMEX



Sources : Canadian Natural Gas Focus, Canadian Gas Price Reporter

gaz à partir du réseau de Westcoast. Le réseau de Westcoast dispose de capacité de transport pendant une bonne partie de l'année, mais la demande peut devenir considérable pendant les périodes de pointe hivernales. Ainsi, le manque de capacité de stockage rend Sumas/Huntingdon plus vulnérable aux poussées de prix pendant les mois d'hiver.

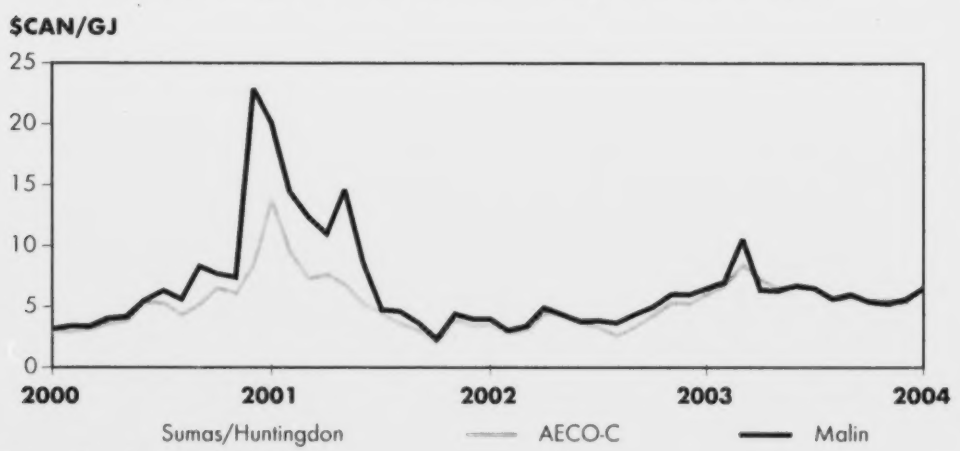
Les prix à Sumas/Huntingdon peuvent également être influencés par certains événements qui surviennent en Californie. Des conditions climatiques semblables sur l'ensemble de la côte ouest peuvent influer sur la demande simultanément en C.-B., dans le Nord-Ouest américain et en Californie. La demande d'électricité de la Californie constitue un autre facteur majeur qui influe sur les prix du gaz de Sumas/Huntingdon, et ce surtout pendant les années d'hydraulicité défavorable comme en 2000-2001. Les producteur d'électricité de la C.-B. et du Nord-Ouest américain peuvent accroître les exportations d'électricité vers la Californie par la production d'énergie excédentaire à partir du gaz naturel. La consommation d'électricité supplémentaire peut faire augmenter la demande de gaz naturel à Sumas/Huntingdon en très peu de temps, ce qui peut entraîner l'instabilité des prix. Par exemple, durant l'hiver 2000-2001, le prix du gaz naturel disponible à Sumas/Huntingdon a atteint un sommet de 20,23 $/GJ en suivant la poussée des prix de Malin, un point d'établissement des prix situé à la frontière de la Californie et de l'Oregon (figure 4.3). Les prix AECO-C étaient inférieurs à ceux de Sumas/Huntingdon pendant la crête des prix de 2000-2001, preuve que le marché de Sumas/Huntingdon reflétait bien l'évolution de la situation en Californie.

Les prix à la station 2 en C.-B. sont liés aux prix AECO-C en Alberta (figure 4.4). Ces deux points d'établissement des prix reflètent bien l'état du marché du gaz produit dans le BSOC. En 2003, le prix annuel moyen du gaz d'AECO-C était légèrement supérieur à celui de Huntingdon/Sumas et à celui de la station 2 (figure 4.1). Cette situation illustrait la différence relative du prix du marché du gaz sur les marchés de l'Est desservis par AECO-C et du prix du gaz sur les marchés de l'Ouest desservis par la station 2. Les signaux de prix indiquaient ainsi une demande de gaz passablement supérieure sur les marchés de l'est de la C.-B.

Depuis les années 1990, les consommateurs de la C.-B. ont subi les effets des fluctuations du marché du gaz naturel en Amérique du Nord sous forme de prix plus élevés et instables. De plus, la concurrence des marchés de l'Est pour profiter des ressources gazières du nord-est de la C.-B. s'est

FIGURE 4.3

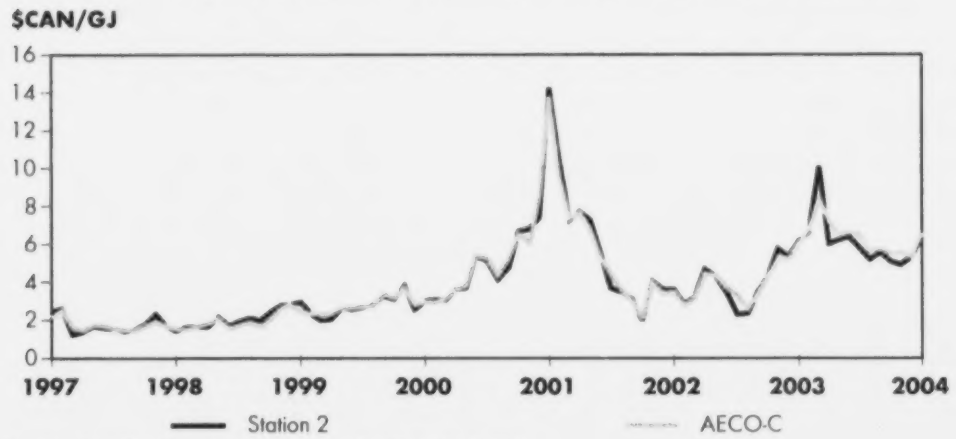
Comparaison des prix du disponible : Sumas/Huntingdon, Malin et AECO-C



Source : Canadian Natural Gas Focus

FIGURE 4.4

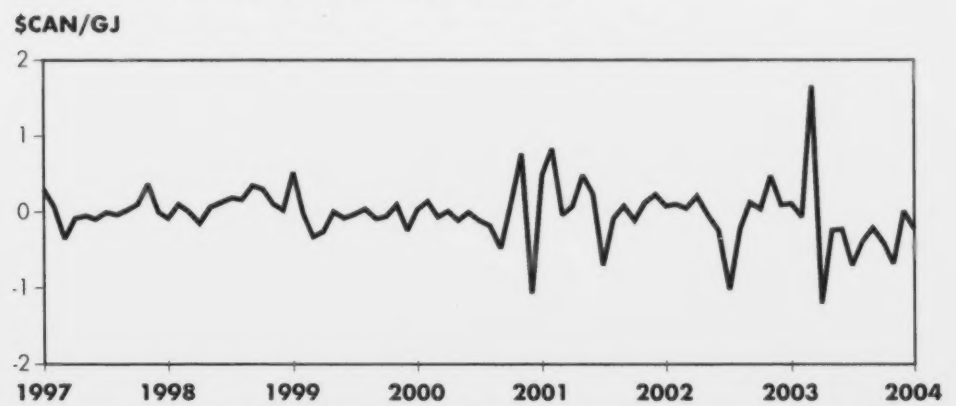
Comparaison des prix du disponible : Sumas/Huntingdon, station 2 et AECO-C



Sources : Canadian Natural Gas Focus, Canadian Gas Price Reporter

FIGURE 4.5

Écart entre les prix : station 2 (en excluant AECO-C)



Sources : Canadian Natural Gas Focus, Canadian Gas Price Reporter

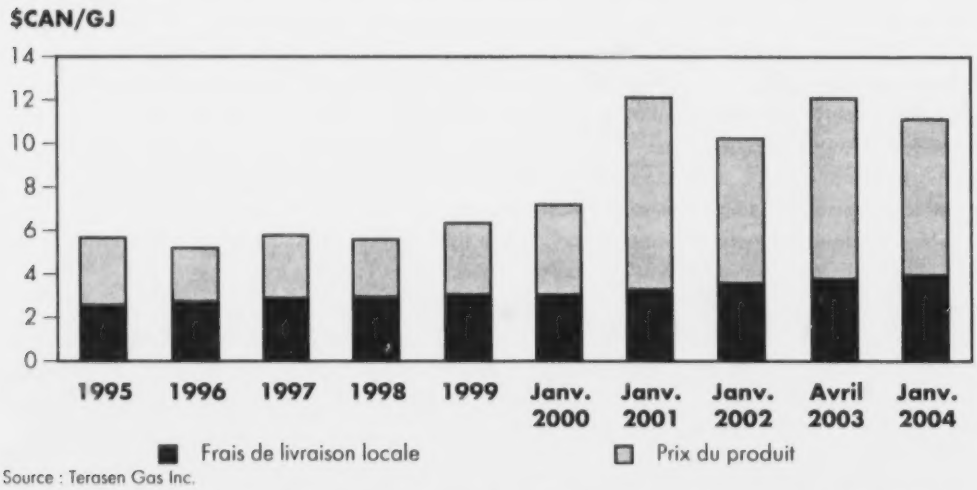
accrue. L'écart des prix entre la station 2 et AECO-C s'est également accentué fin 2000. C'est à ce moment-là que le gazoduc Alliance entrait en service dans le nord-est de la C.-B., fournissant ainsi un débouché additionnel pour le gaz de cette région; la demande de gaz naturel nord-américaine avait alors fait augmenter les prix dans toutes les régions d'approvisionnement, y compris dans le BSOC (figure 4.5).

4.3 Le prix de détail du gaz naturel

Le prix de détail du gaz naturel payé par les consommateurs de la C.-B. comprend le prix du gaz même (prix du produit) et les frais de livraison. Au cours des années 1990, le prix du produit et les frais de livraison étaient presque équivalents pour la moyenne des résidents du Lower Mainland (figure 4.6). Depuis que le gaz de la zone continentale est passé à une échelle de négociation supérieure en 2000, le prix du produit représente maintenant une part beaucoup plus importante de la facture de gaz naturel pour les résidents du Lower Mainland.

FIGURE 4.6

Composantes du prix du gaz naturel payé par les résidents (Lower Mainland) – Terasen Gas Inc.



Source : Terasen Gas Inc.

Nota : La consommation moyenne des clients a été maintenue à 120 GJ par année afin d'illustrer les variations des prix du gaz pour une consommation constante. Toutefois, comme nous l'avons déjà mentionné, les clients du Lower Mainland ont réduit leur consommation moyenne pendant la même période.

La British Columbia Utilities Commission (BCUC) établit les tarifs locaux de livraison pour Terasen et PNG et révise les prix du produit. Terasen utilise des outils de gestion des risques financiers, qui comprennent un portefeuille de contrats à prix fixe obtenus auprès de plusieurs fournisseurs, des contrats en contrepartie et des achats au comptant qui visent à diminuer le facteur de risque concernant les prix pratiqués. Toutefois, le prix du produit payé par les consommateurs est en grande partie déterminé par le marché.

4.4 Gérer la volatilité des prix du gaz naturel

Les participants du marché de la C.-B. ont mis au point diverses stratégies visant à composer avec la volatilité des prix. Parmi celles-ci, on retrouve des stratégies physiques et financières.

Le principal outil physique utilisé pour contrer les effets de la volatilité des prix du gaz, qui résulte des fluctuations ponctuelles de la demande, est le stockage. La façon habituelle de gérer les hausses de la demande de gaz, surtout en hiver, consiste à injecter du gaz dans des réservoirs souterrains pendant que les prix du gaz sont à la baisse, pour ensuite utiliser ce gaz stocké lorsque les prix sont à la hausse. La région du Lower Mainland en C.-B. représente l'un des rares grands centres urbains d'Amérique du Nord ne disposant pas d'installations de stockage disponibles à proximité. Sans installations adéquates, il devient difficile pour les consommateurs de cette région de gérer les poussées ponctuelles des prix du gaz naturel.

Certaines stratégies simples permettent également de gérer la demande des prix à court terme, comme la modification du calendrier de production dans certaines industries, ou encore la baisse du thermostat à l'intérieur des maisons pendant les périodes de pointe. Le recours à des combustibles de remplacement, comme le bois de chauffage que l'on brûle dans les foyers domestiques ou encore le mazout que l'on emploie pour chauffer les serres, sont autant d'options offertes aux consommateurs de la C.-B. pour aider à la gestion de l'instabilité des prix à court terme. Les normes en matière

d'émissions atmosphériques, réglementées le Lower Mainland par le District régional de Vancouver, peuvent toutefois limiter l'utilisation de combustibles de remplacement par certains grands utilisateurs. L'utilisation de ces combustibles peut également être freinée par une offre restreinte de ces produits qui peuvent même parfois s'avérer aussi chers que le gaz, en raison d'une hausse ponctuelle de la demande pour les combustibles de remplacement comme le mazout.

Les participants au marché ayant été consultés dans le cadre de la présente ÉMÉ ont révélé avoir eu recours à un ensemble de stratégies d'achat de gaz pour contrer les effets de la volatilité des prix; chacune de ces stratégies était conçue de manière à correspondre à une certaine perspective de marché et à des impératifs commerciaux bien précis. Certains participants ne désirent pas fixer d'avance leurs achats gaziers et choisissent plutôt d'acheter sur le marché du disponible de Sumas/Huntingdon sur une base quotidienne. Certains autres participants au marché font le choix de signer un contrat d'approvisionnement annuel en gaz avec Sumas/Huntingdon, sur une base trimestrielle, dans le but d'établir un prix annuel moyen. Certains acheteurs, qui bénéficient d'un accès au transport par le gazoduc de Westcoast, ont conclu des ententes de prix fixes directement auprès des producteurs à la station 2. Certains autres participants au marché, comme Terasen, détiennent un portefeuille mixte de contrats à prix fixes auprès de différents fournisseurs, de contrats en contrepartie et d'achats au comptant.

Les opérations de couverture, c'est-à-dire l'achat de contrats à long terme et la protection de la valeur de ces contrats par une couverture de position à découvert, s'avèrent compliquées et coûteuses. Plusieurs participants au marché ont indiqué qu'ils ne possèdent ni l'expertise, ni les ressources financières indépendantes, ni l'accès au crédit suffisant pour profiter d'une opération de couverture à long terme sur le marché gazier. Suite aux départs d'Enron et d'autres commercialisateurs à Sumas/Huntingdon, il est devenu difficile de trouver une contrepartie prête à mener une opération de couverture. Les institutions financières comme les banques et les compagnies d'assurance, qui pourraient éventuellement assumer un rôle intermédiaire de financement, songent à faire leur entrée sur ce marché.

Le caractère instable et imprévisible des prix crée une perception défavorable chez les consommateurs vis-à-vis du gaz naturel en tant que ressource énergétique fiable et peu coûteuse. La volatilité des prix du gaz naturel et les coûts associés à la gestion de cette volatilité sont devenus autant de facteurs qui influenceront les décisions d'investissements à long terme, et surtout celles que prendront les consommateurs industriels.

OFFRE DE GAZ NATUREL

5.1 Les ressources de gaz naturel en Colombie-Britannique

Points saillants

- Il y a de grandes ressources potentielles pour une exploitation future.
- La production de gaz naturel a augmenté de 62 % depuis dix ans.
- La majoration des prix du gaz naturel a été le principal facteur de l'intensification des opérations de forage.
- Des progrès technologiques ont ouvert d'autres régions au forage.
- La stratégie provinciale en matière de pétrole et de gaz a stimulé l'exploration et l'exploitation.
- Les revenus des redevances pétrolières et gazières et des ventes de terrains ont augmenté.

La C.-B. est la deuxième province du Canada pour la production de gaz naturel. La production est concentrée dans le nord-est de la C.-B., qui fait partie du BSOC. De plus, l'exploration géologique et géophysique ainsi que les forages d'exploration ont permis de cerner neuf autres bassins dans la province et dans la région au large de la côte ouest qui doivent receler, pense-t-on, un potentiel en hydrocarbures (figure 5.1).

Le potentiel de toutes les ressources en gaz commercialisable classique en C.-B., y compris la zone extracôtière, est estimé à 1 921 10^9m^3 (68 $10^{12}pi^3$), dont 1 243 10^9m^3 (44 $10^{12}pi^3$) restent à découvrir. Les zones d'intérêt semblent nombreuses dans le nord-est de la C.-B.; l'ONÉ estime actuellement le potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable dans le nord-est de la C.-B. à 1 436 10^9m^3 (51 $10^{12}pi^3$). De cette quantité, environ 773 10^9m^3 (27 $10^{12}pi^3$) de gaz classique commercialisable restent à découvrir.

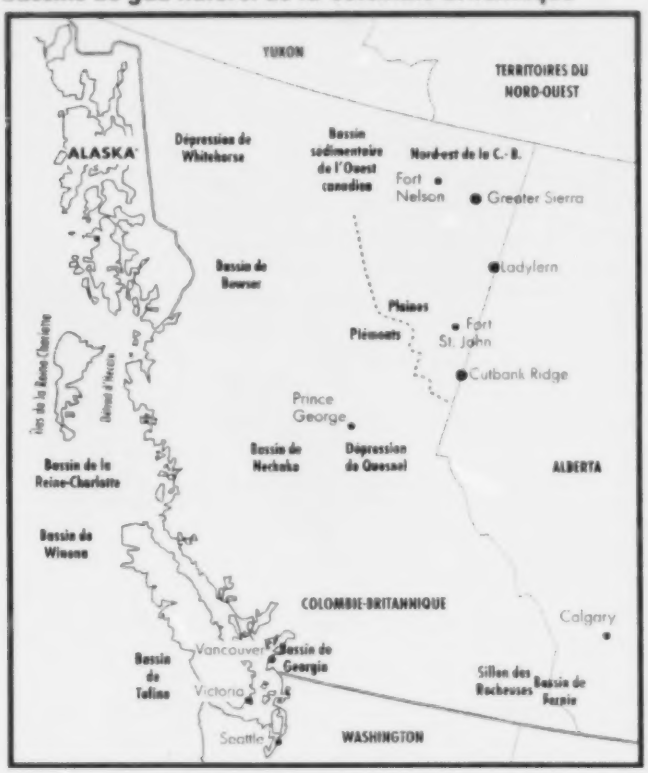
L'exploitation de la région des plaines du nord-est de la C.-B., pourtant l'une des zones les plus exploitées en C.-B., n'est pas aussi avancée qu'en Alberta. La récente découverte de la formation de Slave Point à Ladyfern laisse penser qu'on pourrait trouver des ressources supplémentaires à des niveaux plus profonds. On estime aussi que la région des piémonts, qui forme la bordure occidentale du BSOC, a un bon potentiel de ressources supplémentaires. En général, le volume potentiel des ressources gazières non découvertes a produit une intensification des activités de forage, surtout de forage d'exploration, qui ont augmenté de 30 % depuis dix ans.

Dans toute la partie centrale de la province, plusieurs bassins sédimentaires, tels que Bowser, Whitehorse et Nachako, se sont révélés d'importantes ressources potentielles de pétrole et de gaz naturel. Il a cependant été difficile de procéder à une estimation définitive de leur potentiel ultime, vu les données géologiques et géophysiques limitées dont on dispose. Mais la province met en route actuellement un programme pour évaluer les ressources potentielles de ces bassins, avec le concours des partenaires de l'industrie.

Il existe aussi d'autres bassins, situés au large de la côte ouest, dont on pense qu'ils pourraient contenir des ressources naturelles, et ce à la suite des forages d'exploration limités effectués au cours des années

FIGURE 5-1

Bassins de gaz naturel de la Colombie-Britannique



Sources : Ministère de l'Énergie et des Mines de la C.-B. ; Commission géologique du Canada.

1960. L'ONÉ estime le potentiel ultime de la zone extracôtière à 255 $10^{9}m^{3}$ (9 $10^{12}pi^{3}$). On s'attend à trouver la majorité des ressources gazières sous-marines dans le bassin de la Reine-Charlotte, le plus grand bassin extracôtier, qui est situé autour des îles de la Reine-Charlotte. En 1972, le gouvernement canadien a déclaré un moratoire indéterminé sur les opérations pétrolières et gazières au large des côtes, en raison des inquiétudes d'ordre environnemental. Cette mesure a été reconduite à la suite du déversement de pétrole de l'Exxon Valdez en 1989. En 2003, le ministre des Ressources naturelles du Canada a annoncé que le Canada procéderait à une révision du moratoire fédéral pour toute la région des îles de la Reine-Charlotte.

En plus du potentiel appréciable pour les ressources de gaz classique, on sait que la province a d'autres ressources gazières, tel le méthane des gisements houillers (MGH). Les estimations du volume de cette ressource vont jusqu'à 2 510 $10^{9}m^{3}$ (89 $10^{12}pi^{3}$), mais on ne connaît pas bien la quantité de ce méthane qui pourrait un jour être produite. Neuf projets expérimentaux sont en cours dans la province, mais, pour le moment, aucune production commerciale n'a encore eu lieu.

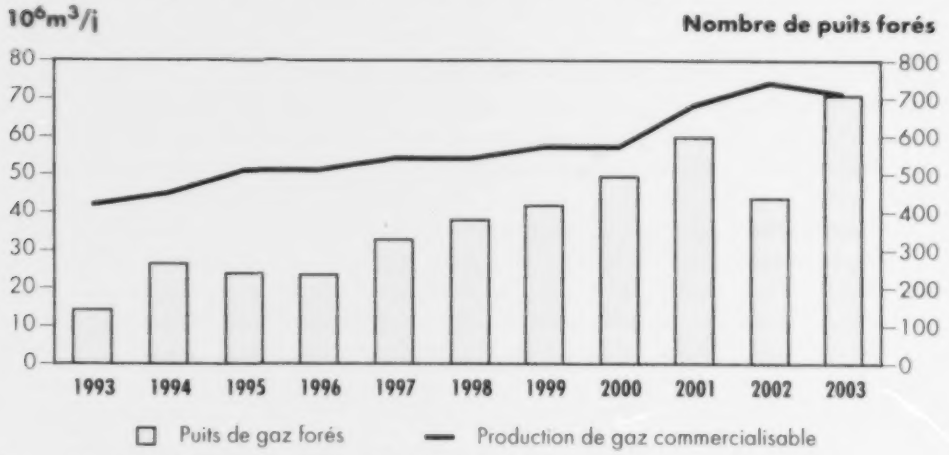
5.2 Les activités de prospection et d'exploitation dans le nord-est de la C.-B.

Étant donné le volume relatif des ressources classiques de gaz naturel qui n'ont pas encore été découvertes, de nombreux producteurs se concentrent sur le nord-est de la C.-B., y escomptant d'excellentes perspectives d'exploration et d'exploitation. Encouragés par les prix plus élevés du gaz naturel, les producteurs ont convoité ces occasions favorables. En fait, depuis 10 ans, les activités de forage ont augmenté de plus de 300 %, 708 puits ayant été forés en 2003 (figure 5.2).

Presque tous les forages de 2003 ont été effectués dans la région des plaines, 698 puits s'y trouvant, et 10 seulement dans la région des piémonts. Les puits forés dans cette dernière région ont tendance à être plus profonds et plus coûteux que ceux de la région des plaines. Une grande partie de l'activité gazière a porté sur le forage d'exploitation concentré dans les régions de Fort St. John et de Fort Nelson. Ces régions ont davantage été mises en valeur au cours des dernières années que les autres régions; pour cette raison, la moyenne des réserves récupérables par nouveau puits a baissé.

FIGURE 5.2

Production de gaz naturel commercialisable et forage de puits en C.-B.



Source : Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique

En matière de forage, le nord-est de la C.-B. est moins avancé que l'Alberta. Dès lors, chacun des puits de gaz est, en règle générale, plus productif que ceux de la plupart des régions de l'Alberta. En moyenne, un puits en C.-B. a une productivité initiale d'à peu près 25 $10^3m^3/j$ (0,9 $10^6pi^3/j$), tandis que celle d'un puits moyen en Alberta est le tiers de ce volume. Dans certaines régions de la C.-B., comme celle des piémonts, les puits peuvent enregistrer une productivité initiale de 226 $10^3m^3/j$ (8 $10^6pi^3/j$) ou plus. En regard d'une production moyenne, la production des puits en C.-B. a tendance à ne pas baisser aussi rapidement que celle des puits de l'Alberta, bien qu'il puisse y avoir une variation entre les différentes régions productives de chaque province.

Production gazière

La production gazière commercialisable en C.-B. s'est accrue de 62 % au cours des dix dernières années, passant de 42 $10^3m^3/j$ (1,5 $10^6pi^3/j$) à 71 $10^3m^3/j$ (2,5 $10^6pi^3/j$) en 2003 (figure 5.2). La région des plaines, qui comprend le champ hautement productif de Ladyfern, représentait environ 88 % de la production, le reste venant de la région des piémonts. Les forages d'exploration et de mise en valeur effectués par les producteurs ont permis de remplacer 115 % de la production en 2002. Ce niveau de remplacement des réserves renforce davantage les perspectives optimistes pour l'offre gazière en C.-B. L'évaluation du marché de l'énergie publiée par l'ONÉ en décembre 2003 et intitulée *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2003-2005* prévoit une augmentation de la production gazière en C.-B. de l'ordre de 11 % à partir de la fin de 2002 jusqu'en 2005.

Zones d'exploration

Une zone d'exploration et de mise en valeur à laquelle on a accordé beaucoup d'attention depuis 1999 est le champ de Ladyfern près de la frontière albertaine. Il s'agit de la première zone de gaz dévonien profond en C.-B. La production a commencé au début de l'an 2000 et elle s'est accrue rapidement pour passer à 20,5 $10^3m^3/j$ (725 $10^6pi^3/j$) en mars 2002; à cette date, Ladyfern représentait plus du quart de la production provinciale. Cependant, les puits ont connu de hauts taux de déclin, la production étant tombée fortement depuis lors. Le forage continue dans le Dévonien, mais les producteurs sont en train de forer des puits moins profonds à Ladyfern. Ces cibles moins abondantes

et peu profondes sont maintenant considérées comme économiques par les producteurs, en raison de l'accès aux installations de gazoducs existantes, lesquelles ont été aménagées pour permettre la production en zone dévonienne.

La région de Greater Sierra, à l'est de Fort Nelson, est une autre zone en cours d'exploitation. Le champ produit actuellement environ 6,2 $10^6 m^3/j$ (220 $10^6 pi^3/j$) et l'on s'attend à ce que le forage projeté de 150 puits horizontaux par année porte la production à 11,3 $10^6 m^3/j$ (400 $10^6 pi^3/j$) en 2005. On prévoit qu'un programme de forage de grande envergure réduira les coûts de forage de 4 millions de dollars à plus ou moins 1,5 million de dollars par puits.

La région de Cutbank Ridge, au sud de Dawson Creek sur la frontière de l'Alberta, a été le centre d'énormes investissements dans les achats de terrains depuis un an. EnCana Corporation (EnCana) s'est portée acquéreur de 369 millions de dollars de droits de concession totalisant 142 000 hectares dans une seule vente de terrains durant l'automne 2003, ayant acheté des droits supplémentaires dans la région avant cette vente. D'après les relevés sismiques, l'analyse géologique et les forages d'exploration, on estime que cette nouvelle zone contient plus de 113 $10^6 m^3$ (4 $10^{12} pi^3$) de gaz récupérable. EnCana estime qu'entre 100 et 200 puits horizontaux seront forés chaque année. On s'attend à ce que les coûts de forage, qui étaient au départ d'environ 4 millions de dollars par puits, diminuent avec le temps. EnCana prévoit une importante production en 2005.

L'exploration et la production gazière peuvent être coûteuses en C.-B. Le forage de puits dans le nord-est de la province peut être très difficile, puisqu'il s'agit d'une région éloignée, accidentée et géologiquement complexe, avec une infrastructure pauvre en routes et en gazoducs. Les producteurs doivent souvent construire des routes à travers des fondrières afin d'atteindre les lieux de forage, ce qui restreint l'activité à la saison hivernale pendant laquelle on peut profiter des surfaces gelées. Certains producteurs se sont employés à prolonger la saison de forage en se servant de semelles de forage en bois ou en plastique pour transporter les appareils et le matériel de forage dans les fondrières (figure 5.3).

FIGURE 5.3

Semelles en bois sur un lieu de forage et accès routier dans le nord-est de la C.-B.

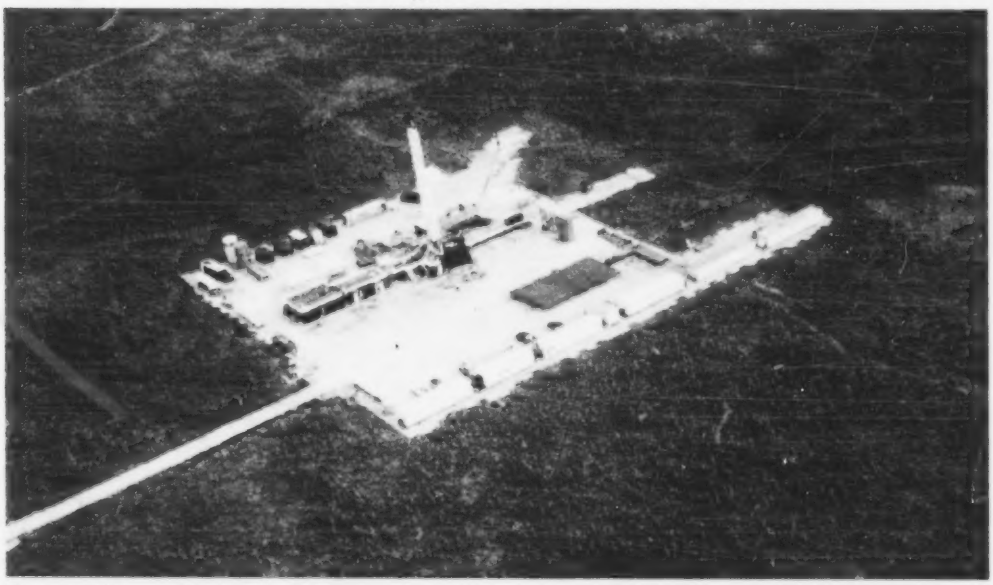


Photo reproduite avec la permission de EnCana Corporation

Les applications de la technologie, telles que les semelles de forage, le forage horizontal, le forage en sous-pression et l'étude sismique tridimensionnelle ont amélioré les critères de rentabilité du forage dans la région. Le nord-est de la C.-B. a également vu la mise sur pied de programmes de forage de grande envergure qui améliorent les économies d'échelle en baissant les coûts de chaque puits.

À ce jour, l'éloignement du nord-est de la C.-B. et l'exploitation limitée peuvent soulever des problèmes environnementaux, socio-économiques ainsi que des questions relatives à la gestion des terres, dossiers dans lesquels les communautés des Premières nations se trouvent impliquées. Un environnement vierge peut comporter plusieurs usages potentiels, parmi lesquels on peut mentionner les réserves d'espèces sauvages, la foresterie et le tourisme. Les questions concernant les Premières Nations se posent, dans une large mesure, à propos des répercussions potentielles de l'exploitation pétrolière et gazière sur des terres traditionnellement vouées au piégeage, à la pêche et à la chasse. Est également importante la conséquence de toute exploitation sur les lieux archéologiques, culturels et patrimoniaux. En ce qui concerne les activités liées au pétrole et au gaz, les Premières nations ont exprimé leurs préoccupations quant aux répercussions de ces activités et à leurs effets cumulatifs. Dans la plupart des cas, les producteurs ont pu résoudre, de façon satisfaisante, avec les Premières nations les questions soulevées par l'accès aux terres, malgré les retards qui peuvent faire augmenter les coûts des projets.

5.3 La stratégie pétrolière et gazière de la Colombie-Britannique

La province a multiplié les initiatives en vue d'améliorer la compétitivité de l'industrie par rapport à celle de l'Alberta et à celle d'autres régions de production. La province a tout d'abord mis sur pied, en 1998, la Oil and Gas Commission, afin de fournir une unique vitrine à l'approbation réglementaire des activités des secteurs pétrolier et gazier. Par la suite, d'autres initiatives ont comporté un accroissement des dépenses consacrées à l'infrastructure routière, ainsi que la collaboration avec les Premières nations, en vue de favoriser des protocoles de consultation sur la question de l'exploration pétrolière et gazière et sur les demandes d'aménagement. La province a également mis au point un cadre de planification pour favoriser la mise en valeur des ressources naturelles, par exemple, dans la zone de gestion Muskwa-Kechika (ZGM-K).

D'autres initiatives depuis quelques années visent l'élimination de la taxe provinciale sur les ventes frappant l'outillage et le matériel de production, la réduction du taux d'imposition sur les sociétés pour l'harmoniser avec celui de l'Alberta, la suppression de l'impôt sur le capital des sociétés et de divers droits, ainsi qu'une modification du régime des redevances pour la production du gaz naturel. À noter que la production s'est accrue considérablement pendant cette période, la croissance ayant été de 32 % entre 1998 et 2003.

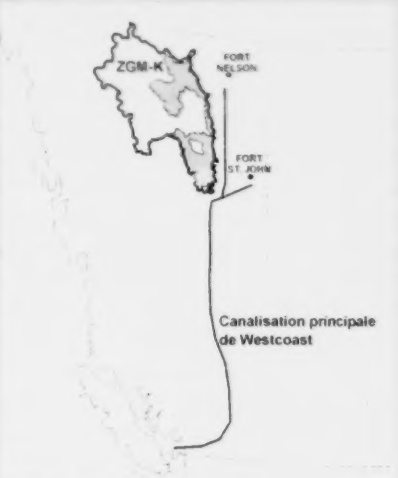
La politique énergétique de la province est en cours de révision depuis quelques années. Le gouvernement provincial a constitué un groupe de travail qui a publié un rapport intitulé *Strategic Considerations for a New British Columbia Energy Policy* (Considérations stratégiques pour une nouvelle politique énergétique de la Colombie-Britannique), en mars 2002. Se servant des recommandations du groupe de travail comme d'un point de départ, le gouvernement provincial a établi un plan énergétique qui a été rendu public en novembre 2002, *Energy for Our Future : A Plan for B. C.* (De l'énergie pour l'avenir : un plan pour la C.-B). Ce plan reconnaît que la C.-B. est fortement intégrée au marché nord-américain de l'énergie et que le secteur de l'énergie est bien placé pour favoriser la croissance économique de la province. Plusieurs initiatives du gouvernement provincial émanant du plan énergétique concernent le développement de l'industrie du gaz naturel de la C. B.

En mai 2003, la province annonçait d'autres mesures pour attirer les investissements en matière d'énergie. Elle définissait quatre piliers pour sa stratégie de développement pétrolier et gazier : 1) un programme d'infrastructure routière; 2) des réductions ciblées de redevances pour le forage marginal

Planification de la tenure : la zone de gestion Muskwa-Kechika

La ZGM-K est une zone de 63 000 kilomètres carrés se trouvant au nord-est de la C.-B. et enjambant la bordure ouest du BSOC. Elle a été créée par la province en 1997, en vue de protéger une région écologique unique et relativement peu exploitée. Elle contient des étendues sauvages situées au sud du 60e parallèle qui sont parmi les plus grandes du continent. Ses populations fauniques sont importantes tant par le nombre que par la diversité des espèces. Une approche nouvelle de développement a été adoptée pour tenir compte de son importance écologique, culturelle, archéologique et économique.

La ZGM-K est divisée en trois parties : 1) une région de parcs et d'aires protégées (16 400 kilomètres carrés); 2) des zones de gestion particulière (36 300 kilomètres carrés), dans lesquelles des activités pétrolières et gazières soucieuses de l'environnement sont autorisées ; 3) des zones de terres sauvages (9 200 kilomètres carrés), où sont autorisées certaines recherches minières et certaines exploitations de pétrole et de gaz, mais où l'abattage des arbres est interdit.



[ ] Régions visées par la planification

La province doit, en vertu de la loi, mettre en place un plan de tenure avant que les droits pétroliers et gaziers ne soient vendus. Cependant, cela n'est pas requis avant la mise en branle des activités géophysiques. La finalité de la planification de la tenure est de favoriser et d'orienter une planification socio-économique et environnementale responsable avant la mise en marche des activités de mise en valeur.

Une région de la ZGM-K, à savoir celle de Sikanni, connaît de l'activité pétrolière et gazière depuis de nombreuses années. D'autres régions dans cette zone disposent désormais de plans de tenure, tandis qu'un plan d'exploitation a effectivement été mis en œuvre dans les autres zones de planification. Les plans réalisés à ce jour ont porté sur la bordure orientale de la région susmentionnée, où l'on pense que les ressources potentielles sont les plus abondantes. La province croit qu'il y a un potentiel gazier de 90 à 181 $10^9 m^3$ (3,2 à 6,4 $10^{12} pi^3$) dans les zones de planification de la tenure de la ZGM-K. La vente de terrains a commencé dans certaines parties de cette région au début de 2004. La province estime que la valeur du gaz naturel de cette région est d'environ 16 milliards de dollars.

en profondeur et le forage durant l'été; 3) une rationalisation de la réglementation plus poussée; 4) le développement d'un secteur de services pour le pétrole et le gaz.

Six mois plus tard, en novembre 2003, des mesures supplémentaires étaient annoncées allant dans le sens de l'intention déclarée de doter la C.-B. de dispositions juridiques qui soient les plus compétitives d'Amérique du Nord pour ce qui est du pétrole et du gaz naturel. Elles comprenaient, entre autres : 1) d'autres changements portant sur les crédits de redevances de forage en profondeur; 2) des crédits de redevances afin d'encourager les techniques de forage horizontal et de forage dirigé, plus écologiques; 3) un fonds supplémentaire pour l'infrastructure routière; 4) la création d'une seule loi pour régir la Oil and Gas Commission; 5) un fonds de formation pour donner aux travailleurs les compétences nécessaires à l'embauche dans le secteur pétrolier et gazier.

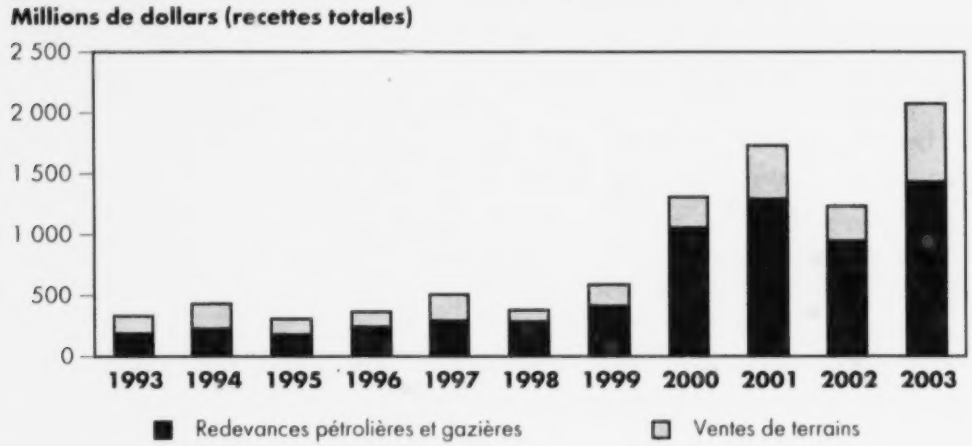
Les ventes de terrains ont aussi augmenté ces dernières années, au fur et à mesure que l'industrie marquait son intérêt pour la C.-B. Depuis dix ans, la province a touché 2,58 milliards de dollars sur les ventes de terrains liées à l'activité pétrolière et gazière. L'année dernière, une somme sans précédent de 647 millions de dollars a été réalisée sur les ventes de terrains, ce qui manifestait un intérêt accru des producteurs pour la C.-B.

La province estime qu'en 2003, les recettes des redevances et des ventes de terrains dépasseront 2 milliards de dollars (figure 5.4). L'industrie fournit désormais plus de recettes directes à la province

que tout autre secteur des ressources naturelles. À titre de comparaison, les recettes générées par l'industrie du pétrole et du gaz en 1998, avant la montée des prix du gaz naturel à l'échelle continentale, n'étaient que de 0,4 milliard de dollars.

FIGURE 5.4

Recettes provinciales provenant du pétrole et du gaz naturel de la C.-B.



Source : Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique

Liste des organismes consultés

Alliance Pipeline Ltd.

Apache Canada Ltd.

Association canadienne des producteurs pétroliers

Avista Energy Canada, Ltd.

BC Greenhouse Growers' Association

British Columbia Utilities Commission

Calpine Energy Services, LP.

Canadian Forest Products Ltd.

Canadian Natural Resources Limited

CanAgro Produce Ltd. (fusionnée avec Century Pacific Greenhouses en décembre 2003, pour former la Hot House Growers Incorporated)

Cascade Natural Gas Corporation

Central Heat Distribution Ltd.

Chevron Canada Resources

EnCana Corporation

Export Users Group

IGI Resources, Inc.

Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique

Murphy Oil Company Ltd.

National Energy & Gas Transmission, Inc.

Natural Gas Steering Committee

Norske Skog Canada Limited

Oil and Gas Commission (Colombie-Britannique)

Puget Sound Energy, Inc.

Samson Canada, Ltd.

Société d'énergie Talisman Inc.

Terasen Gas Inc.

Unocal Canada Limited

West Fraser Mills Ltd.

Westcoast Energy Inc. (exploitée sous la dénomination sociale de Duke Energy Gas Transmission Canada)

Western Pulp Inc.

Weyerhaeuser Company

Willis Energy Services Ltd.

GLOSSAIRE

Capacité	Quantité de gaz naturel qui peut être produite, transportée, stockée, distribuée ou utilisée au cours d'une période donnée.
Carrefour	Lieu où un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs négocient le gaz naturel et où celui-ci peut être physiquement livré.
Charge d'alimentation	Gaz naturel employé comme composant essentiel du processus de production d'un produit (p. ex., de l'engrais).
Cogénération	Production simultanée de chaleur industrielle et d'électricité.
Commerce électronique	Achats et ventes de gaz qui ont lieu par l'entremise d'un système électronique permettant d'effectuer les transactions de façon anonyme et de déterminer les prix.
Crédits de redevance	Le gouvernement de la Colombie-Britannique touche des redevances sur le gaz naturel extrait de terres de la Couronne. Cette forme de redevance remplace certaines redevances basées sur le type d'exploitation effectuée.
Déchets de bois	Produits combustibles comprenant de l'écorce pulvérisée, des sciures de bois, des copeaux, du bois d'oeuvre de qualité inférieure et des rejets provenant de l'exploitation des usines de pâte à papier, des scieries et des usines de contreplaqué.
Degré-jour	Environnement Canada utilise cette méthode de calcul pour déterminer à quel point la température extérieure moyenne (la moyenne des températures maximales et minimales) descend chaque jour sous la température de référence de 18 degrés. Un degré-jour est ajouté pour chaque degré inférieur à 18 °C.
Différentiel de prix	Écart de prix du gaz existant entre deux points d'échange.
Données sismiques 3-D	Relevé géophysique effectué à l'aide d'instruments qui émettent un signal sismique dans le sol. Le signal est enregistré et analysé pour obtenir certains renseignements concernant les formations et les traits de subsurface. Le relevé tridimensionnel permet de recueillir un amas de données plus complet que ceux obtenus par un levé sismique bidimensionnel.

Économiseur de gaz de cheminée	Appareil qui capte la chaleur perdue des gaz de cheminée en la transférant à l'eau d'alimentation de la chaudière, ce qui permet la récupération de l'énergie et l'amélioration de l'efficacité énergétique des opérations.
Étude géophysique	Analyse de formations dans des zones sédimentaires à l'aide d'appareils sismiques permettant l'étude de la subsurface.
Forage d'exploration	Forage de reconnaissance dans une région non encore forée.
Forage dirigé	Forage dans lequel le trépan peut être dirigé dans toutes les directions pour atteindre l'endroit désiré.
Forage en sous-pression	Méthode de forage qui emploie un fluide léger réduisant la pression de fond de manière à ce que le fluide de forage ne contamine pas la formation.
Forage horizontal	Puits qui dévie de la verticale pour être foré à l'horizontale afin d'atteindre la couche rentable.
Formation	Zone géologique ou couche sédimentaire qui est susceptible d'être exploitée pour en extraire des hydrocarbures.
Gaz à forte teneur en liquides	Gaz qui contient des quantités considérables de liquides de gaz naturel.
Gaz acide	Gaz naturel à teneur élevée en hydrogène sulfuré ou en dioxyde de carbone.
Gaz classique	Gaz naturel se trouvant dans un réservoir poreux et perméable, dont la mise en production est techniquement et économiquement réalisable à l'aide des méthodes courantes.
Gaz commercialisable	Gaz naturel qui a été traité pour en éliminer les impuretés et les liquides de gaz naturel et qui répond aux normes d'utilisation finale. Son pouvoir calorifique peut varier en fonction de sa composition chimique.
Gaz d'échange	Gaz naturel reçu d'une autre partie ou livré à cette dernière en échange de gaz naturel livré à cette autre partie ou reçu d'elle.
Gaz naturel liquéfié	Gaz naturel (essentiellement du méthane) qui a été liquéfié par abaissement de la température à -260 °F à la pression atmosphérique.
Gisement	Formation rocheuse poreuse et perméable renfermant une accumulation naturelle de pétrole brut ou de gaz naturel brut, confinée par un roc imperméable ou par l'eau.
Horizon géologique	Terme souvent employé pour désigner une formation ou une zone de la subsurface.

Lessive de cuisson	Sous-produit de la fabrication de la pâte chimique, qui peut être utilisé comme combustible.
Liquides du gaz naturel	Composants d'hydrocarbures que l'on extrait du gaz naturel brut sous forme liquide. Ces liquides englobent, sans s'y limiter, les hydrocarbures suivants : l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus
Liquidité	Mesure de la facilité avec laquelle les acheteurs et les vendeurs potentiels effectuent des transactions.
Marché d'utilisation finale	Désigne l'ensemble des marchés de consommation du gaz naturel, comprenant les marchés industriels, commerciaux, résidentiels et le marché des centrales électriques au gaz.
Marché du disponible	Marché comportant les transactions de gaz qui ont généralement une durée de 30 jours ou moins.
Marché principal	Désigne les clients résidentiels et commerciaux d'une société de distribution locale de gaz naturel.
Méthane des gisements houillers	Gaz naturel, essentiellement du méthane, trouvé dans les gisements houillers.
NYMEX	Le plus important marché à terme de produits négociés au New York Mercantile Exchange pour la livraison de gaz naturel au carrefour Henry de la Sabine Pipe Line Company en Louisiane.
Opération de couverture	Opération permettant de protéger un investissement du risque de pertes en cas de fluctuation des prix. Les opérations de couverture consistent à protéger une transaction par une autre transaction. Une position acheteur pour un instrument sous-jacent peut être couverte ou protégée par une position vendeur compensatrice dans un instrument sous-jacent connexe.
Planification de la tenure	Dans certaines régions de la Colombie-Britannique, avant que le gouvernement ne permette l'exploitation pétrolière et gazière, il est nécessaire d'identifier les ressources vulnérables et d'établir des objectifs et des stratégies responsables de manière à assurer une exploitation des ressources qui soit viable, d'un point de vue écologique.
Potentiel gazier ultime	Désigne l'estimation de toutes les ressources exploitables ou commercialisables, en considérant la prospection géologique et les technologies qui seront éventuellement disponibles. Il tient compte de la production cumulative, des réserves établies restantes, des ressources découvertes et des ressources non découvertes.
Productibilité	Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un réservoir (gisement), d'un réservoir de stockage ou d'un système de production au cours d'une période donnée.

Puits de gaz	Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel.
Ressources non découvertes	Ressources que l'on estime pouvoir récupérer à partir d'accumulations dont on soupçonne l'existence en raison de certaines preuves géologiques et géophysiques, mais dont l'existence n'a pas encore été prouvée par le forage ou par des tests.
Semelle de forage	Plateau ou palette en bois ou en plastique posé sur les sols mous pour stabiliser les appareils de forage lourds et permettre leur déplacement.
Société de distribution locale	Entité qui est propriétaire d'un réseau de distribution pour la distribution locale de gaz naturel ou d'énergie aux utilisateurs finals.
Stockage	Installation ou réservoir dans lequel est emmagasiné le gaz naturel pendant les périodes de faible demande et dont est soutiré le gaz pendant les périodes de forte demande.
Substitution de combustible	Désigne la possibilité de remplacer un combustible par un autre. Ce choix est habituellement déterminé par le prix et la disponibilité des combustibles.
Taux de diminution	Terme utilisé pour exprimer la diminution du taux de production dans le temps, à mesure que la ressource s'épuise.
T-Nord	Canalisations principales de Westcoast à Fort Nelson et à Fort St. John qui se terminent toutes deux à la station 2, aussi connues sous le nom de zone 3.
Transparence des prix	Mesure dans laquelle les prix et les autres aspects des transactions (terme, volume, etc.) peuvent être déterminés ou vérifiés aux points d'échange.
T-Sud	Canalisation principale de Westcoast entre la station 2 et Huntingdon, Colombie-Britannique, aussi connu sous le nom de zone 4.
Vente de terrains	Vente de baux et de permis par la Couronne permettant la prospection d'hydrocarbures dans la subsurface.
Ventes directes	Contrats d'achat de gaz conclus directement entre les producteurs, les courtiers, les commercialisateurs et les utilisateurs finals.
Volatilité des prix	Plage des variations de prix des marchandises sur le marché.

Canada